SEKRETARIAT JENDERAL
DEWAN ENERGI NASIONAL

Laporan Hasil Analisis

Neraca Energi Nasional

2 0 2 1

KATA PENGANTAR

Dengan mengucapkan puji syukur kehadirat Allah SWT, kami sampaikan Laporan Hasil Analisis Neraca Energi Nasional 2021 yang merupakan penelaahan terhadap neraca energi tahun 2015 – 2020 yang diterbitkan oleh Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (KESDM), meliputi proses produksi, ekspor - impor, tranformasi energi dan aliran pemanfaatan energi sampai ke pengguna akhir di dalam negeri.

Ucapan terima kasih kami sampaikan kepada seluruh Narasumber dan APK DEN, terutama Dr. Ir. As Natio Lasman sebagai PIC kegiatan ini yang telah membantu dalam memberikan informasi terhadap perkembangan pengelolaan energi nasional serta saran perbaikan dalam penyusunan laporan ini. Tak lupa kami sampaikan juga terima kasih kepada Pusat Data dan Teknologi Informasi KESDM, Ditjen EBTKE, Ditjen Ketenagalistrikan, Ditjen Migas, Ditjen Minerba, serta kepada instansi lain yang terkait.

Semoga Penelaahan Neraca Energi Nasional ini dapat meningkatkan pemahaman kita tentang kondisi energi dari sisi penyediaan dan pemanfaatan, serta rantai proses pengelolaan energi nasional.

Jakarta, Desember 2021

Penyusun

DAFTAR ISI

DAFTAR TABEL

DAFTAR GAMBAR

BAB 1

Pendahuluan

01

Pendahuluan

1.1 Latar Belakang

Pemenuhan kebutuhan energi harus diimbangi dengan ketersediaan energi secara tepat, terintegrasi, dan berkesinambungan agar dapat memperlancar aktivitas di semua sektor pengguna energi. Kesetimbangan antara penyediaan energi dan kebutuhan energi perlu dianalisa agar dapat memberikan gambaran jenis sumber energi yang tersedia dan dibutuhkan. Keseimbangan *supply demand* tersebut digambarkan dalam Neraca Energi.

Neraca Energi adalah gambaran keseimbangan antara pasokan berbagai sumber energi dan penggunaan energi dalam periode tertentu (UU Nomor 30/2007 tentang Energi). Dalam Neraca Energi seluruh konsumsi energi harus dapat dipenuhi oleh penyediaan energi, baik berasal dari produksi sendiri maupun dari impor.

Neraca energi nasional merupakan keseimbangan antara sisi penyediaan dan sisi pemanfaatan yang memberikan gambaran alur proses pemenuhan kebutuhan energi mulai dari sisi produksi, transformasi sampai kepada pengguna akhir. Alur proses ini menggambarkan kemampuan produksi nasional untuk setiap jenis energi, jumlah ekspor dan impor, pasokan untuk kilang dan pembangkit, penggunaan sendiri maupun rugi-rugi (*losses*), serta konsumsi energi nasional per sektor pengguna dalam periode waktu tertentu (tahunan).

Penelaahan neraca energi nasional merupakan analisis terhadap seluruh aspek yang berpengaruh dalam pemenuhan kebutuhan energi secara nasional. Data dan analisis terhadap neraca energi nasional secara periodik harus terus tersedia guna memberikan gambaran yang utuh dalam mempersiapkan langkah-langkah strategis maupun kebijakan-kebijakan terkait, yang diharapkan dapat saling terintegrasi dalam meningkatkan peran masing-masing jenis energi dalam mendukung pembangunan nasional serta menjamin ketersediaan energi di masa yang akan datang.

Kondisi neraca energi Indonesia dari tahun ke tahun selalu mengalami perubahan baik dari sisi suplai energi primer, transformasi energi, penggunaan sendiri dan rugi-rugi, suplai energi final, dan konsumsi energi final. Apabila dibandingkan kondisi energi selama lima tahun terakhir suplai energi primer (tanpa biomasa) dari tahun 2015 hingga 2020 telah mengalami kenaikan dari 169,8 Juta TOE menjadi 201,6 Juta TOE atau meningkat dengan rata-rata pertumbuhan 3,5% per tahun. Sementara bauran energi primer dalam 5 tahun terakhir menunjukkan perubahan yang cukup signifikan khususnya mengenai peran minyak yang menurun dari 42,0% tahun 2015 menjadi 32,8% di tahun 2020 dan peran EBT naik dari 4,9% tahun 2015 menjadi 11,3% tahun 2020. Naiknya peran EBT terutama dipengaruhi oleh meningkatnya pangsa *biofuel* dan mulai diperhitungkannya pemanfaatan EBT untuk pembangkit termasuk pembangunan pembangkit listrik *off grid* (tidak tersambung dalam jaringan listrik PLN).

Konsumsi energi final (tanpa biomasa dan tidak termasuk pemanfaatan non energi) dalam 5 (lima) tahun terakhir tumbuh rata-rata 2,2% per tahun dan mencapai 118,3 Juta TOE pada tahun 2020. Konsumsi terbesar berasal dari sektor sektor transportasi dan sektor industri, diikuti oleh sektor rumah tangga, sektor komersial dan sektor lainnya. Pangsa konsumsi energi sektor transportasi mengalami penurunan dari 45,5% pada tahun 2015 menjadi 43,1% pada tahun 2020. Berbeda dengan pangsa konsumsi energi sektor industri yang mengalami peningkatan dari 32,1% pada tahun 2015 menjadi 34,1% pada tahun 2020. Sementara konsumsi energi sektor rumah tangga naik dengan pertumbuhan rata-rata 5,1% per tahun sehingga mencapai 20 Juta TOE pada tahun 2020 karena adanya pandemi COVID-19 dan kebijakan Pemberlakuan Pembatasan Kegiatan Masyarakat (PPKM) dan *Work From Home* (WFH). Sedangkan pangsa konsumsi energi

final sektor komersial menurun dari 5,0% pada tahun 2015 menjadi 4,8% pada tahun 2020. Sektor lainnya yang terdiri dari sub sektor pertanian, kontruksi dan pertambangan pangsa konsumsi energinya turun dari 2,9% pada tahun 2015 menjadi 1,2% pada tahun 2020.

Namun demikian neraca energi yang telah disusun belum sepenuhnya menggambarkan transaksi energi di Indonesia. Belum semua kegiatan tercatat di Kementerian ESDM, seperti produksi dan penggunaan/ penjualan listrik dari pembangkit off grid yang jumlahnya cukup banyak. Namun demikian sejak tahun 2018, *Handbook Economy Energy Statistics Indonesia* (HEESI) mulai memasukkan data pembangkit *off grid* data input pembangkit diasumsikan dengan data efisiensi rata-rata per jenis pembangkit. Diskrepansi statistik selalu digunakan sebagai solusi terakhir agar terjadi keseimbangan energi antara pasokan dan konsumsi.

Dengan pertimbangan permasalahan yang ada pada neraca energi saat ini dipandang perlu untuk melakukan suatu penelaahan neraca energi yang komprehensif yang mencakup mulai dari identifikasi sumber permasalahan yang ada, analisis arus energi, analisis ketersediaan dan konsumsi energi nasional hingga pengaruh hasil penelaahan neraca energi nasional terhadap kebijakan perencanaan energi jangka pendek. Penelaahan neraca energi yang dilakukan juga dapat memberikan gambaran tentang kondisi keenergian dari masing-masing sektor pengguna energi seperti sektor rumah tangga, industri, transportasi, komersial dan lainnya, baik dari aspek penyediaan dan pemanfaatan, serta aspek pengelolaan energi.

Hasil penelaahan neraca energi nasional dapat dijadikan masukan dalam membuat rekomendasi perkiraan kebutuhan dan penyediaan energi primer maupun final nasional jangka pendek, menengah dan panjang.

1.2 Maksud dan Tujuan

1.2.1 Maksud Kegiatan

Maksud diadakannya kegiatan ini adalah melakukan penelaahan terhadap data dan hasil perhitungan mulai dari proses produksi, ekspor dan impor, kilang, pembangkit listrik, dan aliran pemanfaatan energi final beserta produk kilang sampai pengguna akhir di dalam negeri untuk masing-masing jenis energi.

1.2.2 Tujuan Kegiatan

Tujuan dari kegiatan ini adalah mengetahui keseimbangan antara penyediaan dan kebutuhan energi nasional yang akan digunakan sebagai bahan rumusan dalam menentukan langkah-langkah strategi disesuaikan dengan kepentingan nasional yang lebih berhasil guna dalam menciptakan ketahanan dan kemandirian energi nasional.

1.3 Alur Kegiatan

Kajian Penelaahan Neraca Energi Nasional dilaksanakan melalui tahapan kegiatan, sebagai berikut:

1. Persiapan dan perencanaan;
2. Pelaksanaan koordinasi dengan instansi terkait;
3. Pengumpulan data dan menyusun rancangan format data neraca energi;
4. Melakukan validasi dan konfirmasi data;
5. Mengkaji aspek ketersediaan energi yang meliputi sisi penyediaan dan kebutuhan serta manajemen/pengelolaan energi;
6. Inventarisasi permasalahan keenergian;
7. Penyusunan laporan.

Kegiatan kajian ini dilaksanakan selama 12 (dua belas) bulan melalui anggaran DIPA Sekretariat Jenderal Dewan Energi Nasional Tahun Anggaran 2021.

BAB 2

Metodologi

02
Metodologi

2.1 Persiapan

Pada tahap persiapan, dilakukan koordinasi dan konsolidasi anggota tim yang terlibat untuk memahami *Term of Reference* (TOR). Pemahaman atas TOR sangat penting agar seluruh anggota tim dapat bekerjasama dan melaksanakan kegiatan secara efektif untuk menghasilkan kajian sesuai dengan arahan sebagaimana tertuang di dalam TOR.

Untuk mewujudkan pemahaman tersebut, telah dilakukan diskusi diantara anggota tim dalam beberapa kali pertemuan. Diskusi dilakukan terhadap permasalahan yang terkait dengan neraca dan arus energi serta mempelajari berbagai referensi, data, dan aspek-aspek lain yang berpengaruh dalam penyusunan kajian penelaahan neraca energi nasional.

2.2 Inventarisasi Data

Neraca energi nasional yang dikeluarkan oleh Pusat Data dan Teknologi Informasi KESDM (Pusdatin KESDM) merupakan data ekonomi energi Indonesia yang ditampilkan dalam bentuk tabel statistik dengan bersumber pada data statistik yang diterbitkan oleh Statistik Indonesia, unit teknis di Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (KESDM), perusahaan dan asosiasi di bidang energi, serta beberapa organisasi Internasional.

Pemahaman terhadap alur proses penyusunan neraca energi nasional dibutuhkan sebagai landasan dalam melakukan analisis dan penelaahan terhadap neraca tersebut. Data yang digunakan dalam penyusunan neraca energi menjadi sumber data utama dalam penelaahan selain data pendukung lainnya yang lebih rinci untuk mendukung pemahaman dalam memberikan penjelasan, sebab akibat serta permasalahan yang terjadi dalam pengelolaan energi nasional. Dalam melakukan inventarisasi data, hal-hal yang menjadi perhatian mencakup sumber dan status data dengan tujuan untuk melihat keterkaitan antar beberapa data dan kemungkinan terjadinya perbedaan data sehingga dapat dilakukan klarifikasi terhadap sumber data.

Data-data yang terkumpul kemudian dikelompokkan berdasarkan jenis peruntukkannya yaitu sisi penyediaan energi (produksi, impor dan ekspor); sisi transformasi gas (kilang minyak, LNG, LPG dan pembangkit listrik); penggunaan sendiri; perbedaan statistik; dan sisi konsumsi gas (sektor industri, transportasi, rumah tangga, komersial, lainnya, dan penggunaan energi sebagai bahan baku). Data tersebut, selanjutnya digunakan sebagai bahan dalam penyusunan kajian untuk melakukan penelaahan terhadap neraca energi nasional selama periode tahun 2015-2020.

2.3 Evaluasi Data

Evaluasi dilakukan terhadap data yang ada dengan melakukan pemeriksaan kelengkapan data dan perbedaan angka/nilai untuk jenis data yang sama. Selanjutnya dilakukan validasi terhadap data tersebut baik terhadap data primer maupun data sekunder.

2.4 Analisis Data

Terhadap data yang sudah dievaluasi, kemudian dilakukan analisis dengan tujuan untuk mengetahui faktor-faktor yang berpengaruh terhadap pergerakan nilai dari setiap jenis data pada neraca energi nasional.

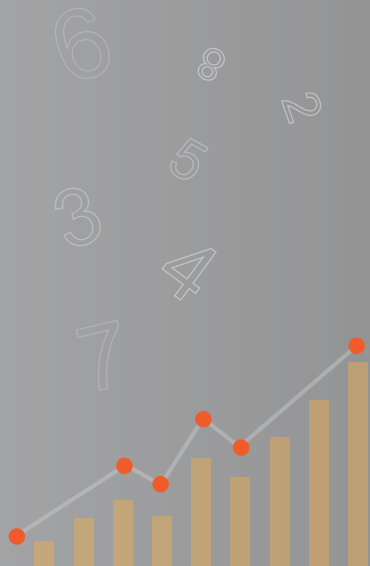
Metode yang digunakan yaitu hubungan variabel dengan pendekatan kualitatif untuk menganalisis indikator-indikator yang berhubungan sehingga dapat ditentukan faktor-faktor yang berpengaruh. Faktor-faktor tersebut akan memberikan gambaran hubungan/korelasi antara

kecenderungan perubahan data kebutuhan dan penyediaan energi dan produk kilang selama periode pengamatan tahun 2015-2020.

2.5 Analisis Terhadap Neraca

Pada tahapan ini, dilakukan analisis faktor-faktor yang mempengaruhi pergerakan data yang terjadi pada periode 2015-2020 yang meliputi analisis terhadap ketersediaan dan konsumsi serta analisis pengaruh neraca energi terhadap perencanaan energi nasional.

2.6 Hasil

Hasil dari kegiatan ini dituangkan dalam Laporan Analisis Neraca Energi Nasional 2015-2020.

BAB 3

Neraca Energi Nasional 2020

03

Neraca Energi Nasional 2020

3.1 Pasokan Energi Primer

Pasokan energi primer dalam neraca energi menunjukkan jumlah energi yang tersedia di suatu wilayah. Pasokan energi primer mencakup banyaknya jumlah energi yang diproduksi, diimpor, diekspor dan ketersediaan stok.

Total pasokan energi primer (tanpa biomasa) Indonesia pada tahun 2020 sebesar 201,6 juta TOE dengan pasokan terbesar adalah batubara sebesar 77,5 juta TOE (38,5%), diikuti minyak sebesar 66,2 juta TOE (32,8%) dan gas sebesar 35,2 juta TOE (17,4%). Sisanya sebesar 22,7 juta TOE (11,3%) dipenuhi oleh EBT yang terdiri dari energi air, panas bumi, surya, angin, *biofuel* dan biogas.

Uraian mengenai besarnya produksi, ekspor dan impor yang mempengaruhi pasokan energi primer Indonesia dijelaskan dalam uraian berikut.

3.1.1 Produksi

Produksi energi Indonesia pada tahun 2020 sebesar 443,1 juta TOE yang sebagian besar (94,9%) berasal dari energi fosil yang mencakup batubara, gas dan minyak. Sedangkan produksi energi terbarukan hanya sekitar 5,1% dari produksi energi nasional. Batubara menyumbang *share* terbesar dalam produksi batubara atau setara dengan 563,7 Juta ton. Tingginya produksi batubara dipengaruhi adanya permintaan dari luar negeri yang saat ini cenderung meningkat sejalan dengan naiknya harga batubara. Selain itu

cadangan batubara Indonesia terutama di Kalimantan dan Sumatera yang cukup banyak membuat pemerintah tetap akan mempertahankan tingkat produksi batubara sekitar 600 juta ton/tahun dan realisasi tahun 2020 sebesar 563,7 juta Ton.

Di sisi lain produksi minyak dan gas terus menunjukkan penurunan akibat sumur yang sudah tua dan belum ditemukannya cadangan baru. Namun terdapat harapan baru dengan meningkatnya RRR (*Reserve Replecment Ratio*) pada tahun 2020 yang melonjak sampai 102%, yang dipengaruhi oleh adanya penambahan cadangan sebesar 705,2 MMBOE sebagaimana ditampilkan pada tabel 3.1.

Tabel 3.1 Peningkatan RRR (*Reserve Replacement Ratio*)

Tahun	Cadangan Minyak & Kondensat (MMSTB)	Cadangan Gas & Asosiasi Gas (BSCF)	Produksi Minyak (MMSTB)	Produksi Gas (BSCF)	RRR	Target RRR
2014	7.375	149.300	288	3.000	67%	60%
2015	7.305	151.331	287	2.948	60%	60%
2016	7.251	144.064	303	2.897	64%	60%
2017	3.171	54.400	292	2.781	55%	60%
2018	3.157	50.757	282	2.834	106%	100%
2019	2.676	49.614	272	2.641	354%	100%
2020	2.440	43.570	258	2.435	102%	100%

Sumber: Laporan Tahunan SKK Migas dan Buku Saku KESDM, 2020

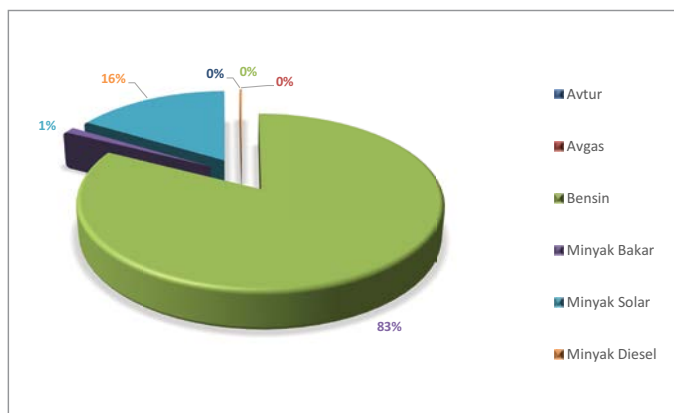
Sedangkan produksi EBT menunjukkan peningkatan dibandingkan tahun sebelumnya terutama akibat naiknya produksi listrik dari PLTA, PLTP dan PLTS.

3.1.2 Ekspor

Pada tahun 2020, sekitar 58,8% energi yang diproduksi dipergunakan untuk keperluan ekspor mengingat ekspor gas dan batubara masih menjadi andalan penerimaan negara. Tercatat sebesar 71,9% (238,2 juta TOE) batubara yang diproduksi dimanfaatkan untuk keperluan ekspor. Sedangkan ekspor minyak mentah hanya sebesar 4,9 juta TOE atau 13,5% dari total produksi minyak mentah. Sementara ekspor gas yang terdiri dari LNG dan gas pipa sebesar 33,1% dari total produksi gas pada tahun 2020. Sejalan dengan Kebijakan Energi Nasional yang mengamanatkan perubahan paradigma kebijakan pengelolaan energi dengan

mengutamakan pemanfaatan energi untuk meningkatkan nilai tambah di dalam negeri, Pemerintah mulai mengalokasikan prioritas pemanfaatan gas untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri. Demikian pula batubara, secara bertahap akan dialokasikan pemanfaatannya untuk pemenuhan kebutuhan dalam negeri terutama pembangkit listrik dan industri melalui pengembangan gasifikasi batubara yang antara lain menghasilkan DME sebagai subtitusi LPG dan methanol yang dibutuhkan oleh sektor industri, yang direncanakan akan dimulai tahun 2025.

3.1.3 Impor

Secara total impor energi Indonesia pada tahun 2020 mencapai 40,3 juta TOE atau hanya 20,0% dari total pasokan energi primer. Beberapa jenis energi yang masih diimpor adalah batubara kalori tinggi, minyak mentah, BBM, LPG dan listrik untuk daerah perbatasan (Kabupaten Sanggau, Kalimantan Barat). Indonesia masih membutuhkan impor BBM karena konsumsi BBM terus meningkat sejalan dengan meningkatnya jumlah kendaraan terutama sepeda motor, di sisi lain tidak ada penambahan kapasitas kilang yang menghasilkan BBM. Impor BBM terdiri dari bensin (jenis RON 88, RON 92, RON 95 dan HOMC) yang mencapai 77,6% dari total impor. Selain itu impor minyak solar (minyak solar/HSD/ADO dan IDO) mencapai 15,4% dan sisanya 7,0% terdiri dari fuel oil, avtur, avgas dan naptha. Dilihat dari tren tahun 2015 – 2020 impor minyak solar mengalami penurunan yang dipengaruhi oleh mulai berjalannya program B20 yang diwajibkan untuk seluruh pengguna di semua sektor sejak 1 September 2018. Gambaran pangsa impor produk kilang terlihat pada gambar 3.1 berikut.

Sumber: HEESI, 2020

Gambar 3.1 Impor BBM Tahun 2020

Selain BBM, Indonesia juga melakukan impor minyak mentah untuk memenuhi kebutuhan kilang minyak yang hanya dapat mengolah minyak mentah jenis *heavy*. Impor minyak mentah sebagaian besar berasal dari Arab Saudi dan Nigeria. Pada tahun 2020 impor minyak mentah sebesar 65,9 juta barel dan kondensat Indonesia sebesar 13,7 juta barel atau 28,5% dari total kebutuhan minyak mentah untuk kilang.

Impor yang paling besar saat ini dilakukan untuk LPG karena kebutuhannnya terus meningkat sehingga pada tahun 2020 *volume* LPG yang harus diimpor sebesar 6,4 Juta Ton. Naiknya kebutuhan LPG terutama di sektor rumah tangga dipengaruhi oleh suksesnya program konversi minyak tanah ke LPG yang dimulai sejak tahun 2007. Selain itu adanya pandemi COVID-19 dengan kebijakan PPKM, kebutuhan LPG lebih banyak dibandingkan kondisi normal.

Walaupun Indonesia merupakan eksporter batubara kedua di dunia, namun Indonesia masih memerlukan impor batubara kalori tinggi terutama untuk memenuhi kebutuhan batubara pada industri besi baja. Pada tahun 2020 impor batubara sekitar 5,1 juta TOE.

Gambaran lengkap pasokan energi primer berdasarkan neraca energi 2020 terlihat pada tabel 3.2. di bawah ini.

Tabel 3.2 Pasokan Energi Primer dalam Neraca Energi

(Ribu TOE)

Jenis Energi	Air	Panas Bumi	Surya	Bayu	EBT Lainnya	Batubara	Gas Bumi
Pasokan Energi Primer	6.364	4.047	103	163	4.260	77.549	47.919
a. Produksi	6.364	4.047	103	163	4.260	331.472	52.550
b. Impor	0	0	0	0	0	5.149	0
c. Ekspor	0	0	0	0	0	-238.171	-4.631
d. Ketersediaan Stok	0	0	0	0	0	-20.901	0

Jenis Energi	Minyak Mentah	BBM	Biodies-el	Biogas	LPG	LNG	Total
Pasokan Energi Primer	43.175	15.551	7.772	25	7.454	-12.759	201.624
a. Produksi	36.295	0	7.805	25	0	0	443.084
b. Impor	11.156	16.344	0	0	7.634	0	40.283

Tabel 3.2 Pasokan Energi Primer dalam Neraca Energi (Lanjutan)

(Ribu TOE)

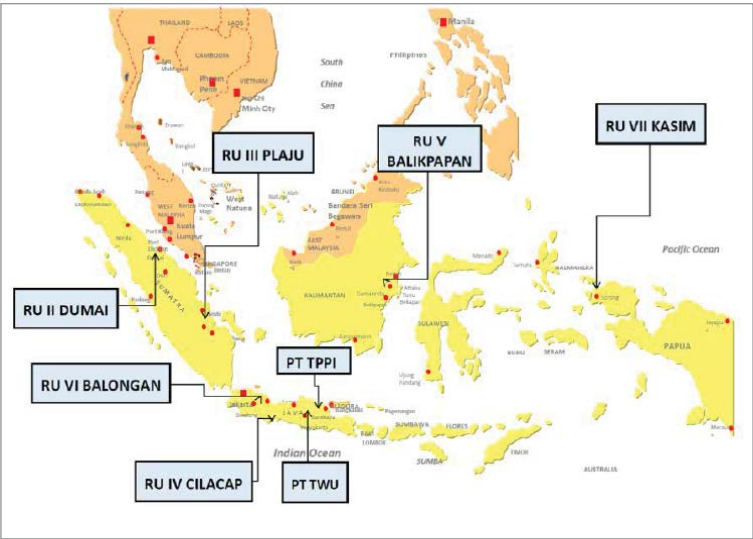
Jenis Energi	Minyak Mentah	BBM	Biodies-el	Biogas	LPG	LNG	Total
c. Ekspor	-4.403	-501	-33	0	0	-12.759	-260.497
d. Keterse-diaan Stok	127	-293	0	0	-180	0	-21.247

Sumber: HEESI, 2020

3.2 Transformasi Energi

Transformasi energi menunjukkan kegiatan perubahan energi dari satu jenis ke jenis lain melalui proses kilang minyak, kilang gas, kilang LPG, pembangkit listrik, pabrik briket dan lain-lain. Kegiatan transormasi energi di Indonesia mencakup :

3.2.1 Kilang Minyak

Dari 9 (sembilan) kilang minyak yang dimiliki Indonesia dengan total kapasitas sebesar 1.169 MBSD, saat ini hanya sebesar 1.151 MBSD kapasitas kilang minyak yang beroperasi dikarenakan kilang TWU dengan kapasitas 18 MBSD yang berlokasi di Jawa Timur sudah tidak beroperasi. Gambaran lokasi kilang minyak existing di Indonesia terlihat pada gambar 3.2 di bawah ini.

Sumber: Buku Statistik Minyak dan Gas Bumi Semester 1 2020

Gambar 3.2 Peta Kilang Minyak Existing di Indonesia

Minyak mentah yang dibutuhkan untuk input kilang minyak sebesar 302,3 juta barel berasal produksi dalam negeri dan impor. Selain minyak mentah, *input* kilang minyak juga membutuhkan gas dan intermedia. Setelah diproses, kilang minyak akan menghasilkan bensin, minyak solar, minyak bakar, minyak tanah, avtur, avgas dan produk kilang lainnya (Non BBM) seperti LPG, *lubricant,* naptha dan lain-lain. Produksi kilang BBM tahun 2020 sebesar 251,5 Juta Barel dan Non BBM 83,4 juta barel seperti terlihat pada tabel 3.3.

Tabel 3.3 Produksi Kilang Minyak (BBM dan Non BBM) Tahun 2020

Juta Barel

BBM						
Bensin	Minyak Solar	Minyak Diesel	Minyak Bakar	Minyak Tanah	Avtur	Sub Total BBM
91,7	123,9	0,8	10,9	4,8	19,4	251,5

Non BBM								Total
LPG	HOMC	Naptha	LOMC	LSWR	*Lubri-cant*	*Non Fuel*	Sub Total Non BBM	
10,2	6,3	16,0	-	21,5	2,3	27,0	83,4	334,8

Sumber: HEESI, 2020

3.2.2 Kilang Gas/LPG

Produksi LPG tahun 2020 mencapai 1.922 ribu M.Ton yang dihasilkan dari kilang LPG dan kilang minyak. Rincian produksi dari masing-masing kilang dapat dilihat pada tabel 3.4 di bawah ini.

Tabel 3.4 Produksi LPG

Jenis Data	Satuan	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Produksi LPG	Ribu M.Ton	2.307,4	2.241,6	2.027,9	2.027,3	1.962,3	1.921,7
- Kilang Minyak	Ribu M.Ton	675,8	831,4	865,4	883,3	822,0	858,2
- Kilang Gas	Ribu M.Ton	1.631,6	1.410,2	1.162,6	1.144,0	1.140,3	1.063,5

Sumber: Buku Saku KESDM, 2020

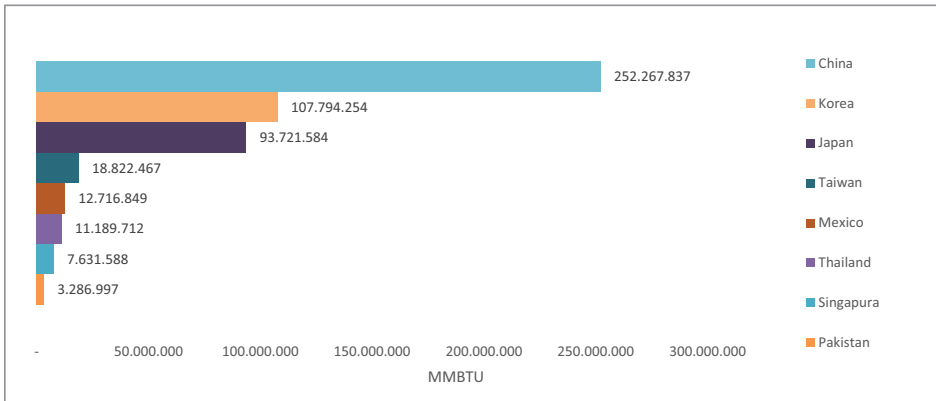
3.2.3 Kilang LNG

Kilang LNG dibangun untuk mengolah gas menjadi LNG sehingga mudah didistribusikan untuk pengiriman jarak jauh menggunakan kapal laut. Saat ini kilang yang masih beroperasi adalah Kilang LNG Bontang, Tangguh dan Donggi Senoro, sementara Kilang Arun sejak tahun 2014 sudah tidak beroperasi. Total produksi LNG tahun 2020 dari ketiga lapangan tersebut adalah 15.435,3 Ribu Metrik Ton dengan rincian seperti tabel 3.5.

Tabel 3.5 Produksi LNG Tahun 2020

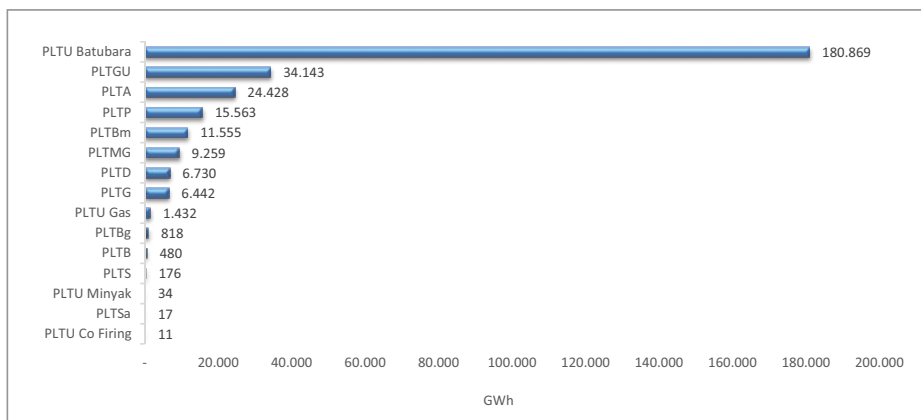
Kilang LNG	2020
Arun (PT. Arun)	-
Bontang (PT. Badak)	4.817,8
Tangguh (BP)	8.208,9
Donggi Senoro (PT. DSLNG)	2.408,6
Total	15.435,3

Sumber: Buku Saku KESDM, 2020

Sebagian besar LNG dimanfaatkan untuk keperluan ekspor terutama ke China, Korea, Jepang, dan Taiwan berdasarkan kontrak jangka panjang dan hanya sekitar 17% digunakan di dalam negeri terutama untuk memenuhi kebutuhan pembangkit listrik. Rincian *volume* dan negara tujuan ekspor LNG terlihat pada gambar 3.3 di bawah ini.

Sumber: Ditjen Migas KESDM, 2020

Gambar 3.3 Ekspor LNG ke Negara Tujuan

3.2.4 Pembangkit Listrik

Produksi listrik *on grid* dan *off grid* tahun 2020 mencapai 292,0 TWh yang berasal dari pembangkit PLN dan non PLN. Sekitar 62,0% produksi listrik berasal dari PLT Batubara, 18,2% EBT, 17,6% gas, dan minyak hanya 2,3%. Gambaran produksi listrik berdasarkan jenis pembangkit terlihat pada gambar 3.4.

Sumber: HEESI, 2020

Gambar 3.4 Produksi Listrik Berdasarkan Jenis Pembangkit

Sebagian besar pembangkit listrik terutama PLTU Batubara berada di Pulau Jawa, sedangkan pembangkit gas berada di dekat lokasi cadangan gas seperti Sumatera Utara, Sumatera Selatan, DKI, Jawa Barat, Jawa Timur dan Sulawesi Selatan. Sementara Pulau Kalimantan dan Indonesia Timur masih didominasi oleh PLTD dan pembangkit EBT. Untuk meningkatkan pemanfaatan EBT, konversi pembangkit akan dilakukan pada Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) yang berusia lebih dari 15 tahun sebanyak 2.246 unit. Selain itu Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) yang lebih dari 20 tahun sebanyak 23 PLTU tersebar di 7 Provinsi dengan total kapasitas terpasang sebesar 5.655 MW dan Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap (PLTGU) dengan usia lebih 20 tahun sebanyak 46 unit dengan total kapasitas terpasang sebesar 5.912,17 MW tersebar di 5 Provinsi.

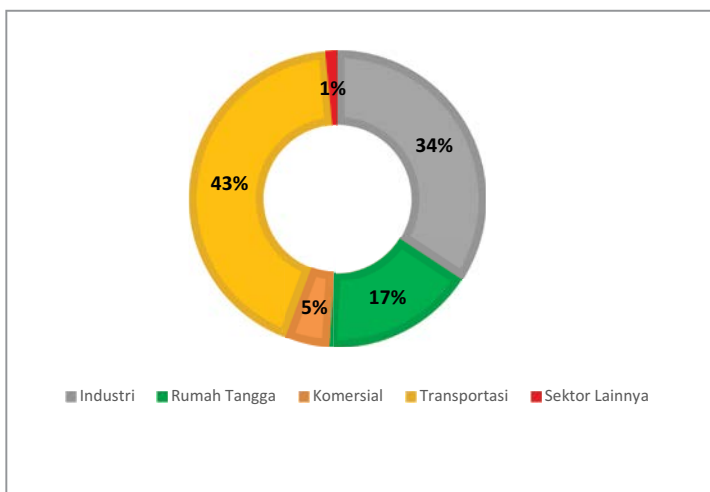
Realisasi kapasitas pembangkit listrik energi baru terbarukan (EBT) hingga akhir 2020 mencapai 10.467 megawatt (MW). Tren kenaikan kapasitas pembangkit EBT pun masih terus berlanjut mengingat di tahun 2019 lalu realisasi kapasitas yang terpasang sebesar 10.291 MW. Tambahan kapasitas pembangkit listrik EBT di tahun 2020 berasal dari sejumlah proyek. Di

antaranya Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) Poso berkapasitas 66 MW, Pembangkit Listrik Tenaga Biomassa (PLTBm) Merauke berkapasitas 3,5 MW, Pembangkit Listrik Tenaga Minihidro (PLTM) Sion berkapasitas 12,1 MW, dan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) Atap berkapasitas 13,4 MW. Jika dirinci, realisasi pembangkit listrik EBT di Indonesia sampai 2020 terdiri atas PLTA sebesar 6.121 MW, PLTP sebesar 2.130,7 MW, PLT Bioenergi sebesar 1.903,5 MW, PLTS sebesar 153,5 MWp, PLTB sebesar 154,3 MW, dan PLT hybrid sebesar 3,6 MW.

3.2.5 Pabrik Briket

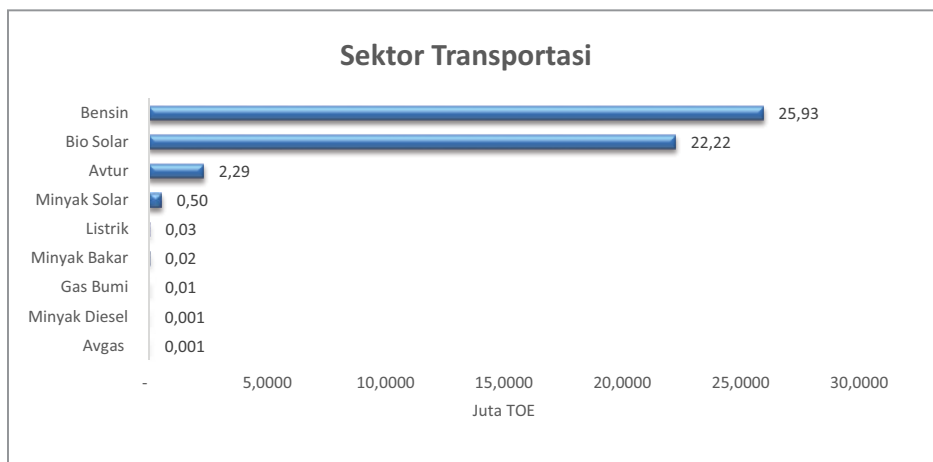
Batubara selain dimanfaatkan untuk pembangkit listrik dan industri juga dimanfaatkan sebagai bahan baku briket batubara, namun *volume* batubara yang diolah menjadi briket hanya sebesar 26.357 TOE. Penggunaan briket sebagai bahan bakar yang digunakan di sektor rumah tangga ataupun komersial tidak berkembang karena penggunaannya yang kurang praktis dibandingkan LPG, sehingga saat ini hanya digunakan untuk industri kecil.

3.3 Konsumsi Energi Final

Konsumsi energi final tahun 2020 (tanpa biomasa) sebesar 118,3 juta TOE, yang terdiri dari sektor transportasi 51,0 juta TOE, industri 40,3 juta TOE, rumah tangga 19,9 juta TOE, komersial 5,7 juta TOE dan sektor lainnya sebesar 1,4 juta TOE sebagaimana terlihat pada Gambar 3.5.

Sumber: HEESI, 2020

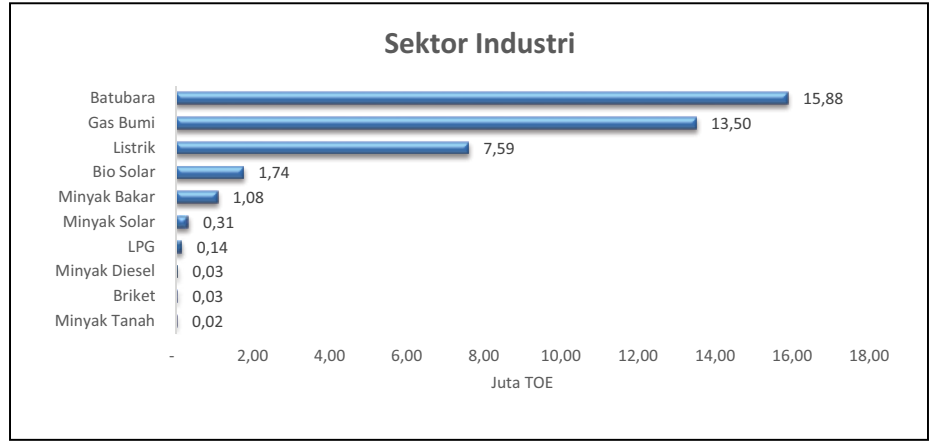
Gambar 3.5 Konsumsi Energi Final per Sektor Tahun 2020

3.3.1 Sektor Transportasi

Pada tahun 2020, konsumsi energi sektor transportasi mencapai sekitar 51,0 juta TOE terbesar dibandingkan sektor lainnya. Sekitar 56,4% penggunaan energi final di sektor transportasi masih memanfaatkan BBM, sisanya sekitar 43,6% memanfaatkan bio solar dan hanya 0,1% memanfaatkan gas dan listrik. Dari total konsumsi energi di sektor transportasi, pemakaian bensin mencapai 50,8% diikuti oleh bio solar 43,6%, avtur 4,5% dan minyak solar 1,0%. Pada bulan Agustus 2018 telah dikeluarkan Peraturan Presiden Nomor 66 Tahun 2018 tentang mandatori biodiesel untuk sektor *Public Service Obligation* (PSO) dan non-PSO. Aturan yang ditandatangani pada 15 Agustus 2018 tersebut sekaligus merevisi Perpres Nomor 61 Tahun 2015 tentang penghimpunan dan penggunaan dana perkebunan kelapa sawit, sehingga terdapat peningkatan konsumsi domestik biodiesel yang signifikan sebesar 3,7 juta KL tahun 2018 menjadi 8,4 juta KL pada tahun 2020 dari alokasi yang ditetapkan sebesar 9,5 juta KL. Tingginya sisa alokasi disebabkan pandemi COVID-19 yang telah menekan konsumsi solar. Sedangkan minyak bakar pada umumnya digunakan untuk transportasi air. Gas terutama digunakan untuk transportasi darat di kota-kota besar terutama Jakarta dan Surabaya terutama bis dan taksi. Sedangkan listrik digunakan untuk menggerakkan kereta dalam kota (KRL). Pangsa pemakaian gas dan listrik masing-masing hanya 0,02% dan 0,05% seperti terlihat pada gambar 3.6 di bawah ini.

Sumber: HEESI, 2020

Gambar 3.6 Konsumsi Energi di Sektor Transportasi

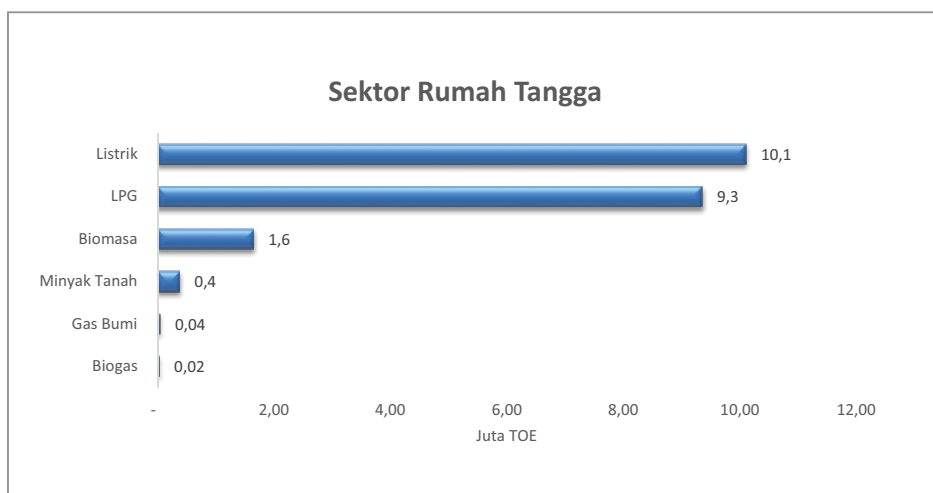
3.3.2 Sektor Industri

Konsumsi energi di sektor industri (tanpa biomasa) pada tahun 2020 mencapai 40,3 juta TOE dengan konsumsi energi terbesar yaitu pada batubara sebesar 39,4%, gas sebesar 33,5% dan listrik sebesar 18,8%. Konsumsi gas di sektor industri terutama digunakan pada industri keramik, petrokimia, pupuk dan lain-lain. Sedangkan batubara pada umumnya digunakan di industri semen, tekstil dan kertas serta industri lainnya. Rincian penggunaan energi di sektor industri terlihat pada gambar 3.7 di bawah ini.

Sumber: HEESI, 2020

Gambar 3.7 Konsumsi Energi Sektor Industri

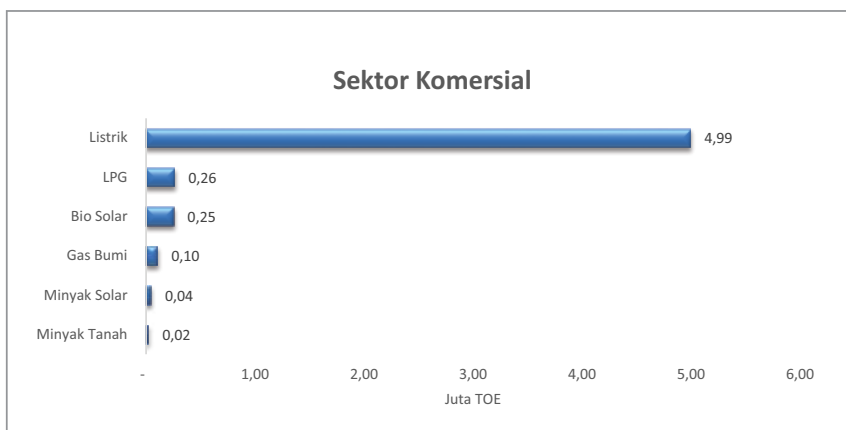
3.3.3 Sektor Rumah Tangga

Konsumsi energi di sektor rumah tangga (tanpa biomasa) pada tahun 2020 mencapai 19,8 juta TOE yang terdiri dari 50,8% listrik, 47,0% LPG, sisanya minyak tanah, gas dan biogas masing-masing 1,9%, 0,2% dan 0,1%. Penggunaan listrik pada rumah tangga terutama untuk pendingin udara (AC), pompa air, cuci, sertika, dan penerangan. Sementara LPG hanya digunakan untuk memasak hampir seluruh rumah tangga di Indonesia karena adanya program konservasi minyak tanah ke LPG. Sedangkan minyak tanah masih dipakai di beberapa rumah tangga di wilayah terpencil baik yang digunakan untuk memasak dan penerangan. Sementara gas pada rumah tangga hanya terbatas digunakan pada wilayah-wilayah

tertentu yang terhubung dengan jaringan gas pipa. Sejak tahun 2009 hingga 2020, telah membangun jaringan distribusi gas bumi untuk rumah tangga (jargas) sebanyak 673 ribu sambungan rumah (SR). Khusus untuk tahun 2020 telah dipasang 135.286 sambungan rumah di 23 kabupaten/kota di seluruh Indonesia. Program sambungan gas rumah tangga ini dinilai lebih praktis, bersih dan aman dibandingkan dengan penggunaan tabung LPG 3 kilogram. Gambaran lengkap pemakaian energi di sektor rumah tangga diuraikan pada Gambar 3.8.

Sumber: HEESI, 2020

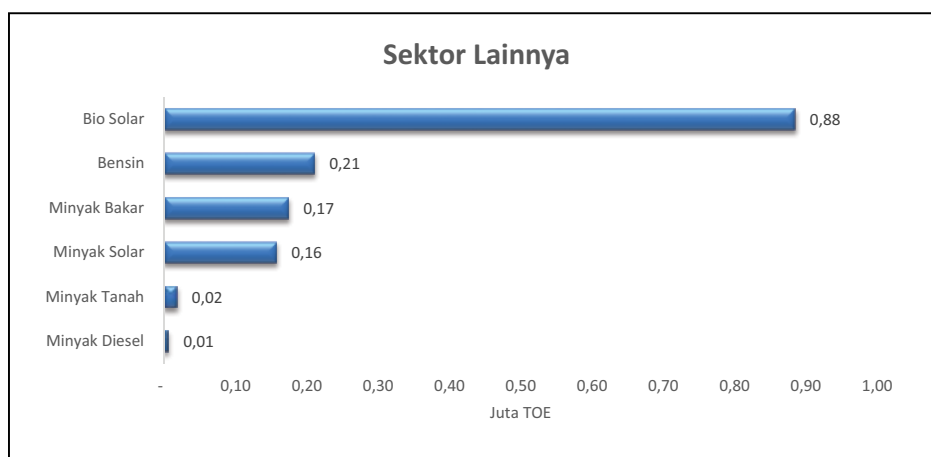
Gambar 3.8 Konsumsi Energi Sektor Rumah Tangga

3.3.4 Sektor Komersial

Total konsumsi energi di sektor komersial yang mencakup hotel, mall dan rumah sakit serta perkantoran mencapai 5,7 juta TOE yang terdiri dari listrik 88,0%, BBM 5,6%, LPG 4,6% dan gas 1,8%. Penggunaan listrik di sektor komersial terutama digunakan untuk pendingin dan penerangan, sedangkan BBM dimanfaatkan untuk bahan bakar pembangkit listrik cadangan (genset). Sedangkan gas dan LPG pada umumnya digunakan untuk memasak. Uraian rinci penggunaan energi di sektor komersial dijabarkan dalam Gambar 3.9 berikut.

Sumber: HEESI, 2020

Gambar 3.9 Konsumsi Energi Sektor Komersial

3.3.5 Sektor Lainnya

Sektor lainnya terdiri dari kegiatan di konstruksi, pertambangan, pertanian dan kehutanan. Konsumsi energi di sektor lainnya pada tahun 2020 mencapai 1,4 juta TOE yang mencakup bio solar, bensin, minyak bakar, minyak solar, minyak tanah dan minyak diesel. Pada umumnya penggunaan energi di sektor lainnya untuk penggunaan traktor (mesin pertanian), *excavator, dump truck, wheel loader, belt conveyor* dan *crusher* (peralatan tambang) dan generator sebagai alat penghasil listrik untuk menggerakan mesin di sektor konstruksi sesuai gambar 3.10 berikut.

Sumber: HEESI, 2020

Gambar 3.10 Konsumsi Energi Sektor Lainnya

Neraca Energi secara keseluruhan dapat dilihat pada Tabel Neraca Energi 2020 berikut.

Tabel 3.6 Transformasi Energi dalam Neraca Energi 2020

(Ribu TOE)

	Hydro	Geother-mal	Solar	Wind	Other Renew-ables	Bio-mass	Coal	Bri-quette	Natural Gas
1. Primary Energy Supply	6.364	4.047	103	163	4.260	7.471	77.549	0	47.919
a. Production	6.364	4.047	103	163	4.260	7.471	331.472	0	52.550
b. Import	0	0	0	0	0	0	5.149	0	0
c. Export	0	0	0	0	0	0	-238.171	0	-4.631
d. Stock Change	0	0	0	0	0	0	-20.901	0	0
2. Energy Transformation	-6.364	-4.047	-102	-163	-4.260	0	-61.671	26	-27.772
a. Refinery	0	0	0	0	0	0	0	0	-175
b. Gas Process-ing	0	0	0	0	0	0	0	0	-21.055
c. LNG Regas	0	0	0	0	0	0	0	0	3.510
d. Coal Pro-cessing Plant	0	0	0	0	0	0	-31	26	0
e. Biofuel Blending	0	0	0	0	0	0	0	0	0
f. Power Plant	-6.364	-4.047	-103	-163	-4.260	0	-61.640	0	-10.052
- State Own Utility (PLN)	-3.107	-1.089	-4	0	-4	0	-38.901	0	-8.413
- Indepen-dent Power Producer (Non-PLN)	-1.952	-2.959	-79	-162	-108	0	-22.739	0	-1.639
- Off Grid	-48	0	-20	-1	-4.149	0	0	0	0
- IO	-1.257	0	0	0	0	0	0	0	0
3. Own Use and Losses	0	0	0	0	0	0	0	0	-4.555
a. During Transformas-tion	0	0	0	0	0	0	0	0	-175
b. Energy Use/ Own Use	0	0	0	0	0	0	0	0	-4.381
c. Transmission & Distribution	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabel 3.6 Transformasi Energi dalam Neraca Energi 2020 (Lanjutan)

(Ribu TOE)

	Hydro	Geother-mal	Solar	Wind	Other Renew-ables	Bio-mass	Coal	Bri-quette	Natural Gas
4. Final Energy Supply	0	0	0	0	0	7.471	15.878	26	15.592
5. Statistic Discrepancy	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.501
6. Final Energy Consumption	0	0	0	0	0	7.471	15.878	26	13.647
a. Industry	0	0	0	0	0	5.645	15.878	26	13.496
b. Transpor-tation	0	0	0	0	0	0	0	0	10
c. Household	0	0	0	0	0	1.642	0	0	38
d. Commercial	0	0	0	0	0	184	0	0	102
e. Other Sector	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7. Non Energy Use	0	0	0	0	0	0	0	0	3.446

Tabel 3.6 Transformasi Energi dalam Neraca Energi 2020 (Lanjutan)

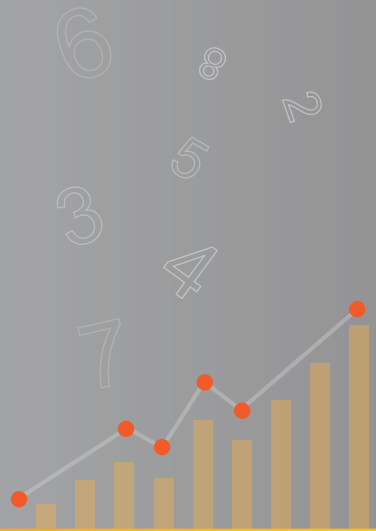
(Ribu TOE)

	Crude Oil	Fuel	Bio-diesel	Bioeth-anol	Bio-avtur	Bio-gas	LPG	Elec-tricity	LNG	Total
1. Primary Energy Supply	43.175	15.551	7.772	0	0	25	7.454	0	-12.759	209.095
a. Production	36.295	0	7.805	0	0	25	0	0	0	450.555
b. Import	11.156	16.344	0	0	0	0	7.634	0	0	40.283
c. Export	-4.403	-501	-33	0	0	0	0	0	-12.759	-260.497
d. Stock Change	127	-293	0	0	0	0	-180	0	0	-21.247
2. Energy Transformation	-42.328	40.854	-7.629	0	0	0	2.293	25.056	13.783	-72.325
a. Refinery	-42.328	35.206	0	0	0	0	1.024	0	0	-6.272
b. Gas Process-ing	0	0	0	0	0	0	1.269	0	20.427	641
c. LNG Regas	0	0	0	0	0	0	0	0	-3.510	0
d. Coal Process-ing Plant	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-5
e. Biofuel Blending	0	7.629	-7.629	0	0	0	0	0	0	0
f. Power Plant	0	-1.981	0	0	0	0	0	25.056	-3.134	-66.690
- State Own Utility (PLN)	0	-1.980	0	0	0	0	0	15.250	-1.883	-40.131
- Independent Power Producer (Non-PLN)	0	-2	0	0	0	0	0	8.338	-1.251	-22.553
- Off Grid	0	0	0	0	0	0	0	1.053	0	-3.164
- IO	0	0	0	0	0	0	0	415	0	-842
3. Own Use and Losses	-847	-108	0	0	0	0	0	-2.990	-1.024	-9.524
a. During Trans-formation	-847	0	0	0	0	0	0	-909	0	-1.930
b. Energy Use/ Own Use	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-4.381
c. Transmission & Distribution	0	-108	0	0	0	0	0	-2.081	-1.024	-3.213

Tabel 3.6 Transformasi Energi dalam Neraca Energi 2020 (Lanjutan)

(Ribu TOE)

	Crude Oil	Fuel	Bio-diesel	Bioeth-anol	Bio-avtur	Bio-gas	LPG	Elec-tricity	LNG	Total
4. Final Energy Supply	0	56.297	143	0	0	25	9.747	22.065	0	127.245
5. Statistic Dis-crepancy	0	0	143	0	0	0	0	-637	0	-1.995
6. Final Energy Consumption	0	56.297	0	0	0	25	9.747	22.703	0	125.794
a. Industry	0	3.190	0	0	0	0	141	7.586	0	45.962
b. Transporta-tion	0	50.971	0	0	0	0	0	25	0	51.007
c. Household	0	373	0	0	0	25	9.347	10.101	0	21.526
d. Commercial	0	316	0	0	0	0	259	4.991	0	5.853
e. Other Sector	0	1.446	0	0	0	0	0	0	0	1.446
7. Non Energy Use	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.446

Sumber: HEESI, 2020

BAB 4

Analisis Penyediaan dan Konsumsi Energi Nasional 2015-2020

04

Analisis Penyediaan dan Konsumsi Energi Nasional 2015 - 2020

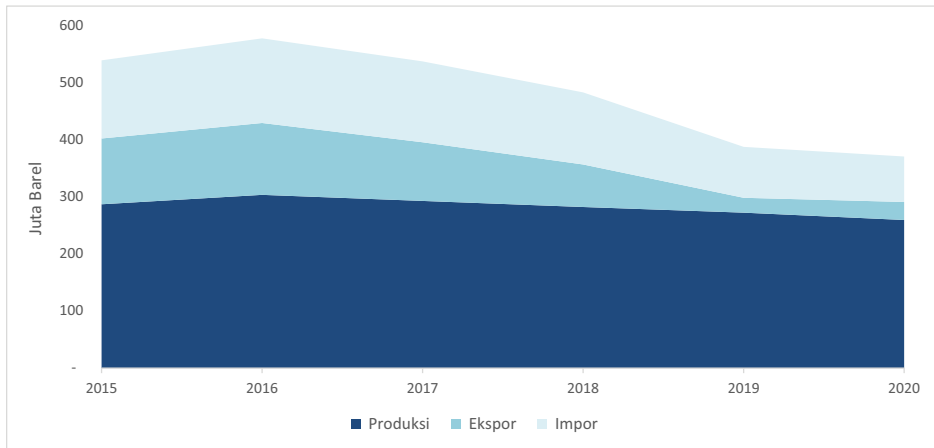
4.1 Pasokan dan Konsumsi Minyak Bumi dan BBM

4.1.1 Minyak Bumi

Berdasarkan data dari BP *Statistic Review* 2020, jumlah cadangan minyak Indonesia hanya sebesar 0,1% dari cadangan dunia yaitu berada di kisaran 2,5 Miliar Barel. Pada tahun 2020 cadangan minyak bumi Indonesia mengalami penurunan yaitu menjadi sebesar 4,2 Miliar Barel dibandingkan dengan tahun 2015 yaitu sebesar 7,3 Miliar Barel.

4.1.1.1 Produksi

Dalam dua dekade, produksi minyak bumi Indonesia mengalami penurunan yang signifikan, dari rata-rata sebesar 1,5 juta barel per hari menjadi rata-rata sekitar 710,3 ribu barel per hari di tahun 2020. Berbagai upaya terus dilakukan oleh pemerintah untuk mendorong peningkatan produksi minyak mentah, diantaranya dengan meningkatkan investasi sektor hulu migas melalui peningkatan kerjasama sektor migas, penyederhanaan perizinan, pemberian insentif fiskal dan pemutakhiran data hulu migas, serta meningkatkan produksi dengan menggalakkan kegiatan EOR (*Enhanced oil Recovery*) pada sumur-sumur tua Indonesia.

Sedangkan produksi minyak bumi dalam 5 tahun terakhir (2015 s.d. 2020) menurun dari 785,8 ribu barel per hari menjadi 710,3 ribu barel per hari akibat dari penurunan cadangan secara alami lapangan-lapangan yang sudah tua. Tren produksi minyak dalam 5 tahun dijabarkan pada gambar 4.1 di bawah ini.

Sumber: HEESI, 2020

Gambar 4.1 Perkembangan Produksi, Ekspor, Impor Minyak Bumi 2015-2020

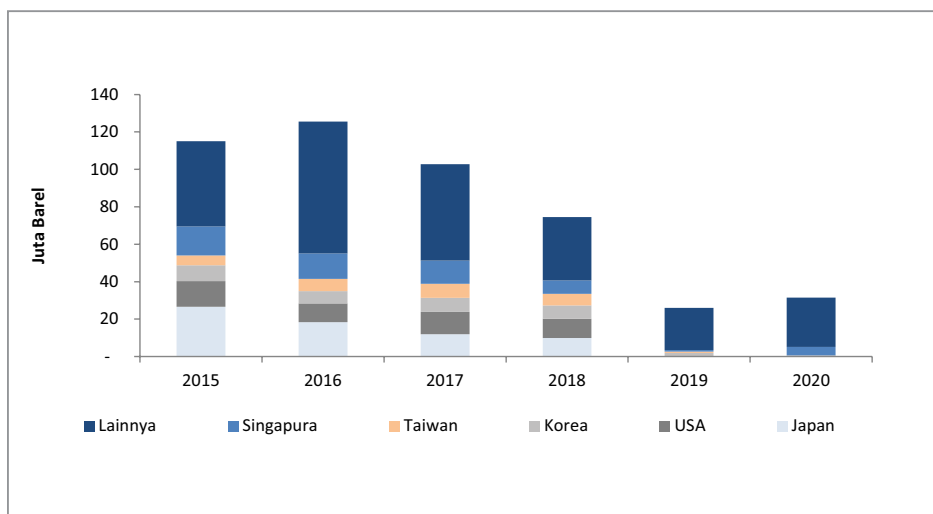
4.1.1.2 Impor

Impor minyak bumi pada tahun 2013-2016 cenderung meningkat, namun menurun menjadi 79,7 Juta Barel pada 2020. Turunnya impor minyak bumi pada tahun 2020 sebesar 10,8% dibandingkan tahun sebelumnya dipengaruhi oleh Peraturan Menteri ESDM Nomor 42 Tahun 2018 tentang Prioritas Pemanfaatan Minyak Bumi Untuk Pemenuhan Kebutuhan Dalam Negeri. Dalam aturan ini dinyatakan, Pertamina dan Badan Usaha Pemegang Izin Usaha Pengolahan Minyak Bumi wajib mengutamakan pasokan minyak bumi yang berasal dari dalam negeri. Demikian juga kontraktor atau afiliasinya, wajib menawarkan minyak bumi bagian kontraktor kepada Pertamina dan/atau Badan Usaha Pemegang Izin Usaha Pengolahan Minyak Bumi.

Kontraktor memiliki kewajiban untuk menawarkan minyak bumi bagian kontraktor kepada Pertamina atau badan usaha lain pemegang izin usaha pengolahan minyak bumi. Pada pasal 4 diatur penawaran minyak bumi bagian kontraktor paling lambat harus dilakukan pada tiga bulan sebelum dimulainya rekomendasi ekspor untuk seluruh volume minyak bumi bagian kontraktor. Nantinya penetapan harga jual beli minyak antara Pertamina dan kontraktor ditetapkan berdasarkan hasil negosiasi *business to business*. Pertamina bisa menunjuk kontraktor secara langsung berdasarkan hasil negosiasi dan bisa berkontrak jangka defisit selama 12 bulan.

Dengan aturan baru tersebut, defisit neraca perdagangan dapat diperbaiki karena impor minyak mentah untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri akan turun. Dilihat dari sumbernya, impor minyak mentah dipasok dari beberapa negara produsen minyak mentah terutama dari Saudi Arabia (29%) dan Nigeria (26%) dan sisanya berasal dari Malaysia, Australia dan Aljazair serta negara lainnya.

4.1.1.3 Ekspor

Kebijakan ekspor minyak bumi nasional dilakukan dengan mempertimbangkan nilai keekonomian sehingga ekspor dilakukan untuk jenis minyak yang memiliki kualitas tinggi. Ekspor minyak bumi pada tahun 2015 sebesar 115,0 juta barel namun turun menjadi 31,4 juta barel pada tahun 2020 sejalan dengan turunnya produksi minyak bumi dan dampak dari penerapan terhadap Peraturan Menteri ESDM Nomor 42 Tahun 2018 tentang Prioritas Pemanfaatan Minyak Bumi Untuk Pemenuhan Kebutuhan Dalam Negeri dimana minyak mentah yang merupakan bagi hasil bagian dari KKKS semula dikategorikan ekspor, namun saat ini dimanfaatkan untuk memenuhi kebutuhan kilang domestik. Minyak bumi diekspor ke beberapa negara Asia dan pada tahun 2020, ekspor minyak bumi hanya dilakukan ke Singapura dan Korea sebagaimana terlihat pada Gambar 4.2.

Sumber: HEESI, 2020

Gambar 4.2 Ekspor Minyak Bumi Nasional Berdasarkan Negara Tujuan

4.1.2 Bahan Bakar Minyak (BBM)

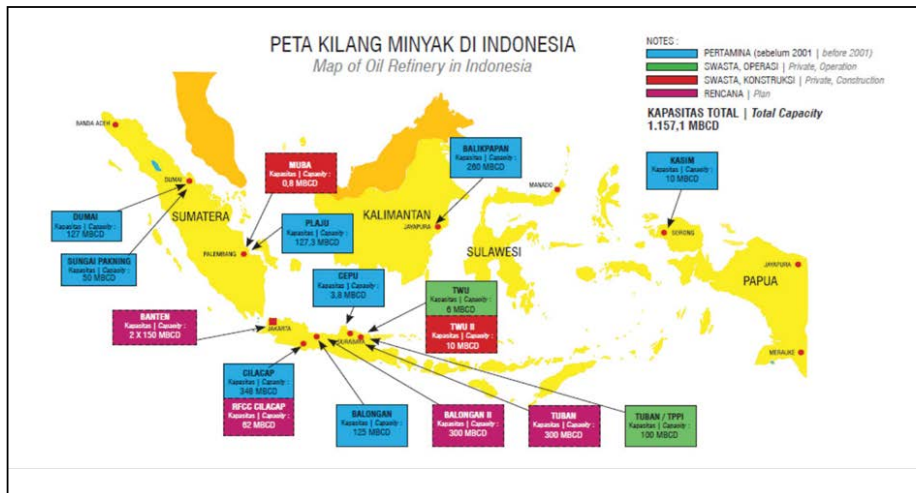
Konsumsi BBM nasional terus mengalami peningkatan seiring dengan laju pertumbuhan ekonomi dan pertambahan penduduk. Selain kedua faktor tersebut kenaikan konsumsi BBM juga dipengaruhi oleh pola konsumsi masyarakat yang boros atau tidak efisien, yang salah satunya dipengaruhi oleh harga BBM yang masih murah sehingga sejak tahun 2004 Indonesia telah menjadi negara *net oil* importir yang artinya *volume* impor minyak bumi dan BBM lebih banyak dibandingkan ekspornya.

Oleh karena itu untuk menurunkan ketergantungan minyak, pemerintah telah mengeluarkan beberapa kebijakan antara lain penghapusan subsidi bensin mulai tahun 2014, subtitusi BBM dengan gas, mandatori BBN dan mulai memperkenalkan kendaraan listrik.

Pada dasarnya produksi kilang dapat dibagi menjadi dua jenis, yaitu produk berupa Bahan Bakar Minyak (BBM) yang terdiri dari bensin, avtur, avgas, minyak tanah, minyak bakar, dan minyak diesel/solar (ADO dan IDO) dan Non BBM yang terdiri dari naptha, LOMC, LSWR, Pelumas, LPG, HOMC, dan produk kilang Lainnya.

Hasil kilang, khususnya BBM dan LPG belum dapat memenuhi kebutuhan dalam negeri. Untuk itu, dilakukan impor untuk beberapa produk kilang seperti avtur, avgas, bensin, minyak bakar dan naphtha. Di sisi lain, Indonesia juga mengekspor BBM terutama untuk Timor Leste dan beberapa non BBM seperti LSFO V-1250, LSFO V-350, LSWR.

4.1.2.1 Produksi Produk Kilang

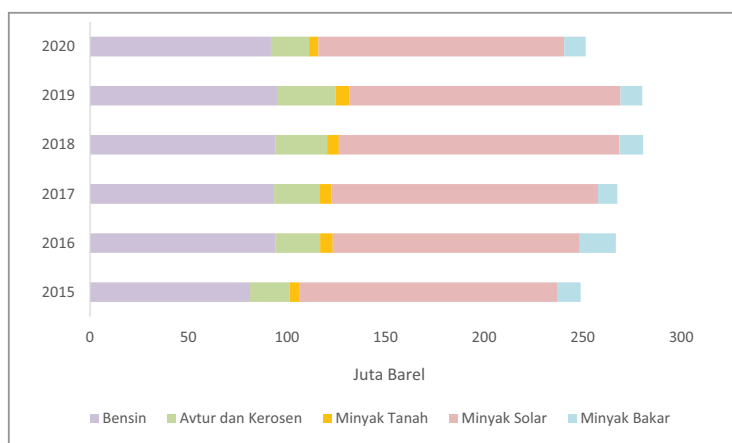
Semenjak tahun 1994 kapasitas kilang minyak nasional tidak mengalami penambahan yang berarti akibat dari besarnya nilai investasi yang dibutuhkan untuk membangun kilang dengan margin keuntungan yang kecil. Dengan demikian upaya peningkatan kapasitas kilang hanya dilakukan melalui program revitalisasi. Pada tahun 2017 Pertamina mulai melakukan revitalisasi 5 kilang minyaknya yaitu kilang Cilacap, Jawa Tengah; Balongan, Jawa Barat; Dumai, Riau; Balikpapan, Kalimantan Timur; Plaju, Sumatera Selatan sehingga diperkirakan kapasitas kilang minyak akan meningkat menjadi 2 kali lipat dari kapasitas saat ini.

Sumber: Ditjen Migas KESDM, 2020

Gambar 4.3 Rencana Penambahan Kilang Baru

Hingga akhir tahun 2020 pengembangan kilang dan pembangunan kilang baru masih *on progress* dengan rincian sebagai berikut:

1. RDMP Kilang Balikpapan
   Pembangunan kilang Balikpapan ini dimulai sejak awal 2019, ditandai dengan ditandatanganinya akta pendirian PT Kilang Pertamina Balikpapan pada Mei 2019 dan rencananya bisa selesai di tahun 2022. Nilai investasi kilang ini mencapai US$ 3,3 miliar atau sekitar Rp 46 triliun.
2. RDMP Kilang Balongan
   Proyek RDMP Balongan saat ini sudah menerapkan dual *feed competition* sehingga realisasi proyek bisa selesai satu tahun lebih cepat dari jadwal. Studi kelayakan (*feasibility study*) RMDP Balongan tahap I sudah dilakukan dan dilanjutkan dengan penetapan dan pengadaan lahan. Sementara tahap II masih dilakukan studi kelayakan, sehingga direncanakan proyek akan selesai lebih cepat yaitu pada pertengahan 2022.
3. RDMP Kilang Cilacap
   Pembangunan RDMP Kilang Cilacap masih dalam tahap pembahasan dengan Saudi Aramco sejak 2014. Pertamina mengusulkan skema baru dengan membentuk perusahaan patungan membangun fasilitas kilang baru di Cilacap tanpa memasukan perhitungan aset eksisting yang dimiliki Pertamina.

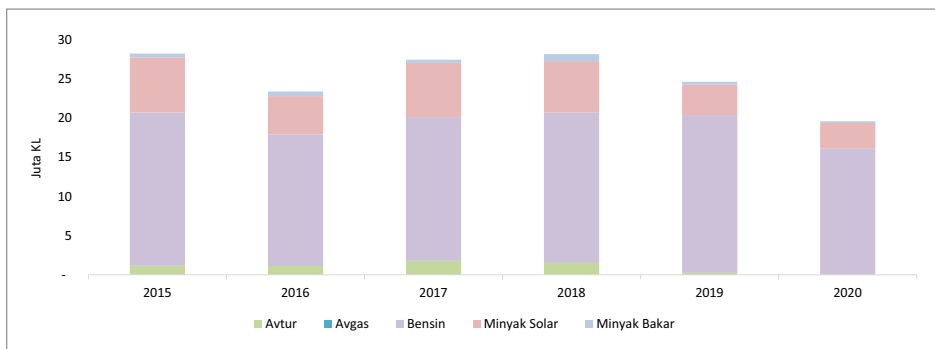
4. RDMP Dumai
   RDMP Dumai dalam tahap negosiasi dengan negara dari Timur Tengah, namun kedepannya kilang Dumai akan fokus untuk mengolah *green fuel.*
5. GRR Kilang Tuban
   Kilang Tuban akan dibangun bekerjasama dengan perusahaan minyak Rusia Rosneft. Saat ini telah dilakukan konstruksi fasilitas pendukung dan persiapan lahan restorasi sekitar 20 ha di pesisir pantai.
6. Kilang Bontang
   Pengembangan kilang Bontang dilakukan Pertamina bekerjasama dengan perusahaan dari Oman yaitu Overseas Oil and Gas (OOG) sudah menandatangani kemitraan pada Desember 2018. Izin prinsip lokasi dari Gubernur Kalimantan Timur sudah diterbitkan dan saat ini sedang dalam proses pelaksanaan studi dan *review* dokumen Rencana Tata Ruang dan Wilayah (RTRW).

Pada tahun 2015 produksi BBM dari seluruh kilang minyak di Indonesia mencapai 248,8 juta barel, meningkat menjadi 280,2 juta barel pada tahun 2019 dan menurun menjadi 251,5 juta barel pada tahun 2020. Penurunan tertinggi terdapat pada jenis avtur yang mencapai 34,7% dan minyak tanah sebesar 31,8% sejalan dengan menurunnya konsumsi BBM untuk transportasi udara dan transportasi laut akibat pembatasan sosial sebagai dampak dari pandemi COVID-19. Sementara produksi minyak tanah mengalami pertumbuhan negatif sejalan dengan kebijakan pengurangan konsumsi minyak tanah rumah tangga. Gambaran produksi BBM dari kilang minyak di Indonesia dapat dilihat pada gambar 4.4.

Sumber: HEESI, 2020

Gambar 4.4 Produksi BBM per Jenis 2015-2020

4.1.2.2 Impor

Untuk memenuhi kebutuhan BBM dalam negeri, Pemerintah melakukan impor terhadap jenis BBM tertentu dengan *volume* terbanyak adalah bensin. Kedua jenis BBM tersebut paling banyak dikonsumsi terutama di sektor transportasi darat. Pada tahun 2020, impor bensin mencapai 82,5% dari total impor BBM. Sementara impor BBM lainnya meliputi minyak solar, avtur, avgas dan minyak bakar (*Fuel Oil*).

Secara total impor BBM dalam 5 tahun terakhir mengalami penurunan dari 28,3 juta KL pada tahun 2015 menjadi 19,6 juta KL pada tahun 2020. Penurunan ini terutama dipengaruhi oleh turunnya impor minyak solar sebesar 14,7% sejalan dengan meningkatkan penggunaan biodiesel setelah dikeluarkannya kewajiban penggunaan biodiesel sesuai Peraturan Presiden Nomor 66 Tahun 2018 tentang mandatori biodiesel untuk sektor *Public Service Obligation* (PSO) dan non-PSO. Dari tahun 2015-2020 impor bensin RON 88 & 90 turun 10,8% dan bensin RON 92 naik 37,8%. Gambaran impor BBM dapat dilihat pada gambar 4.5. di bawah ini.

Sumber: HEESI, 2020

Gambar 4.5 Impor BBM per Jenis BBM 2015-2020

4.1.2.3 Ekspor

Ekspor terhadap jenis BBM tertentu dilakukan terutama untuk memenuhi kebutuhan negara Timor Leste yang dahulu merupakan bagian dari Indonesia. Selain itu ekspor juga dilakukan untuk bahan bakar yang belum dapat diserap secara maksimal oleh konsumen dalam negeri. Secara umum dalam 5 tahun terakhir, ekspor BBM meningkat dari sekitar 2 juta barel pada tahun 2015 menjadi 3,6 juta barel pada tahun 2020. Demikian pula ekspor non BBM seperti naptha, lubricant dan produk kilang lainnya yang mengalami penurunan dari 21,8 juta barel pada tahun 2015 menjadi 16,5 juta barel pada tahun 2020. Data ekspor BBM dan non BBM dapat dilihat pada Tabel 4.1 dan 4.2.

Tabel 4.1 Ekspor BBM Tahun 2015-2020

(Juta Barel)

Tahun	Bensin	Avtur	Minyak Tanah	Minyak Solar	Minyak Bakar	Total BBM
2015	0,01	0,02	0,6	-	1,4	2,0
2016	0,01	0,01	-	0,001	2,2	2,2
2017	0,004	0,02	-	0,01	3,0	3,0
2018	-	0,02	-	0,004	2,0	2,0
2019	-	0,8	-	-	-	0,8
2020	-	2,9	-	0,7	-	3,6

Sumber: HEESI, 2020

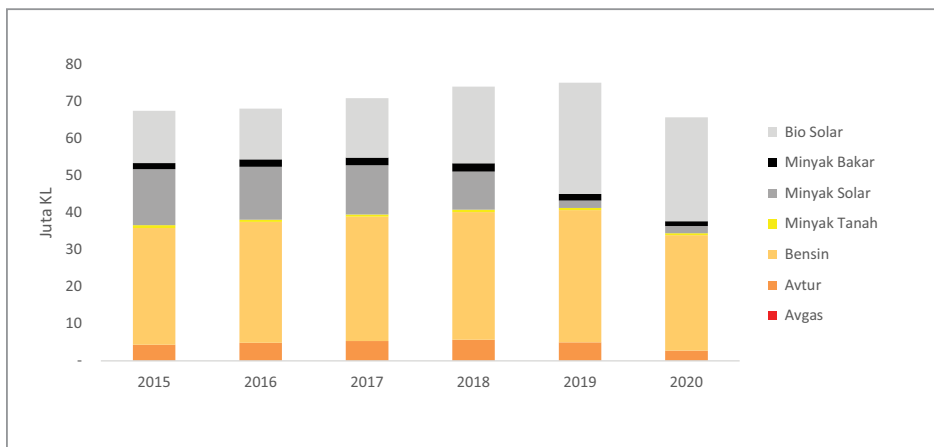
Tabel 4.2 Ekspor Non-BBM 2015-2020

(Juta Barel)

Tahun	Naphtha	Produk Lainnya	Total Non BBM
2015	2,6	19,2	21,8
2016	-	10,7	10,7
2017	-	11,8	11,8
2018	-	12,0	12,0
2019	-	15,1	15,1
2020	-	16,5	16,5

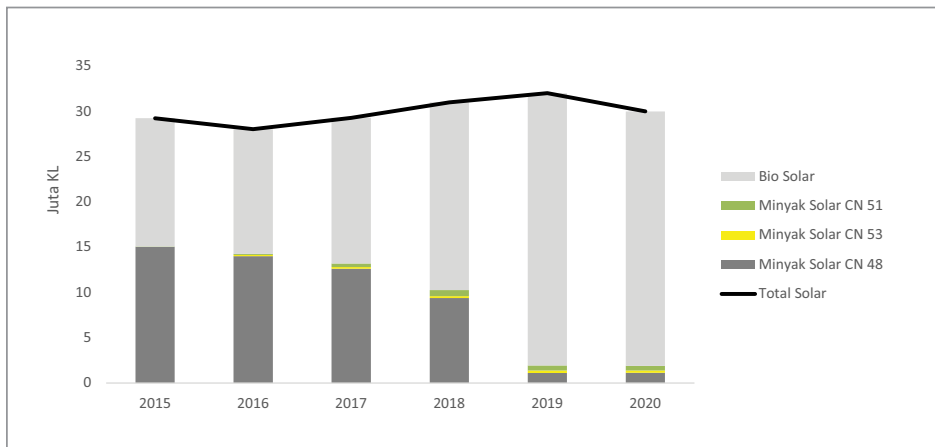
Sumber: HEESI, 2020

4.1.2.4 Konsumsi BBM

Pada tahun 2015, konsumsi BBM sebesar 67,5 juta KL, kemudian meningkat menjadi 75,1 juta KL pada tahun 2019, dan turun secara signifikan menjadi 65,8 juta KL pada tahun 2020. Penurunan konsumsi BBM pada tahun 2020 disebabkan oleh menurunnya aktivitas transportasi akibat penerapan pembatasan sosial untuk mencegah penyebaran COVID-19 yang tercermin dari penurunan konsumsi avtur sebesar 44,9%, avgas sebesar 38,6%, minyak bakar sebesar 27,2%, bensin sebesar 12,6%, minyak tanah sebesar 7,1%, bio solar sebesar 6,6% dan minyak solar sebesar 3,5% dibanding tahun 2019 akibat pembatasan aktivitas selama pandemi COVID-19 (gambar 4.6).

Sumber: HEESI, 2020

Gambar 4.6 Konsumsi BBM Tahun 2015-2020

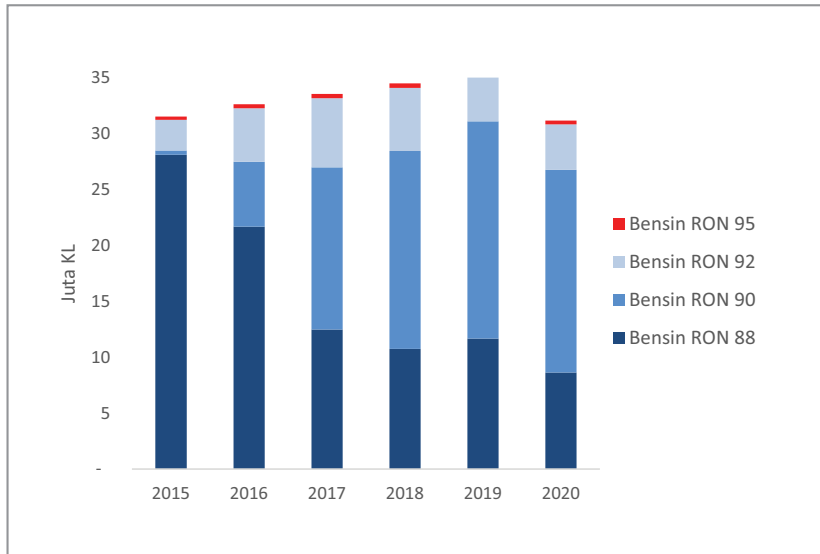
Peningkatan konsumsi biosolar dari tahun 2016 hingga mencapai 30,0 juta KL pada tahun 2019 dan mengalami penurunan di tahun 2020 menjadi sebesar 28,1 juta KL. Tingginya penggunaan biosolar dipengaruhi oleh kebijakan mandatori BBN yang mulai diamanatkan pada tahun 2015 dan dikuatkan kembali melalui Peraturan Menteri (Permen) ESDM Nomor 41 Tahun 2018 yang mewajibkan semua Badan Usaha untuk melakukan pencampuran Bahan Bakar Nabati (BBN) jenis biodiesel dengan BBM jenis minyak solar sesuai dengan penahapan kewajiban minimal pemanfaatan BBN jenis biodiesel yang ditetapkan oleh Menteri. Berdasarkan Permen ESDM 12/2015 tentang mandatori BBN, pencampuran biodiesel dalam biosolar ditargetkan sebesar 20% mulai tahun 2016 dan 30% mulai tahun 2020.

Minyak solar yang diperdagangkan di Indonesia terdiri dari 3 jenis yaitu minyak solar dengan CN 48, CN 51 dan CN 53. CN (*Cetane Number*) atau setana yang merupakan nilai pengapian dari bahan bakar diesel yang menunjukkan persentasi setana dalam campuran *methylnaphthalene*. Minyak solar yang masih disubsidi yaitu jenis CN 48, namun pada kurun waktu tahun 2015-2020 konsumsinya mengalami penurunan yang signifikan sebesar 40,5% sebagaimana ditunjukkan pada gambar 4.7.

Sumber: HEESI, 2020

Gambar 4.7 Konsumsi Minyak Solar dan Bio Solar 2015-2020

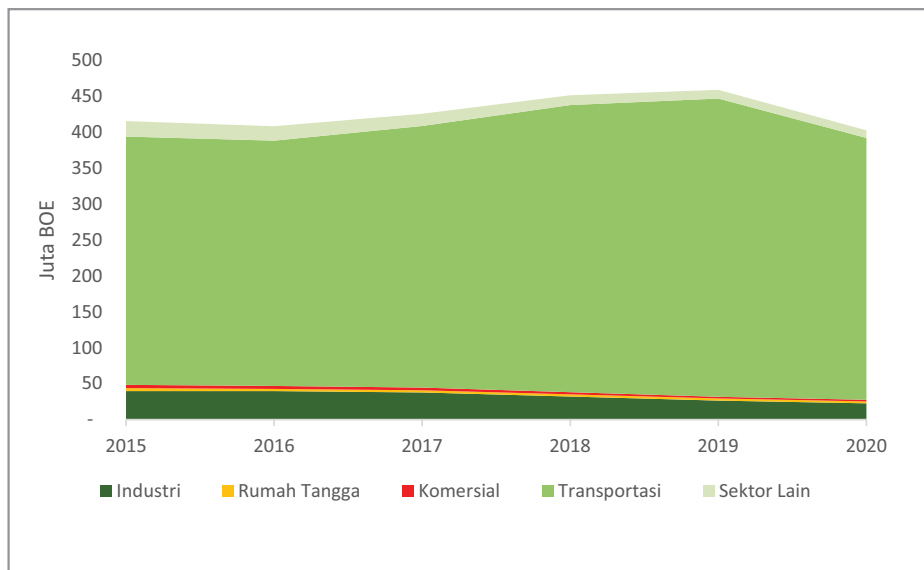
Bio Solar merupakan campuran antara minyak solar dan biodiesel yang komposisinya masing-masing sebesar 70% dan 30% pada tahun 2020. Realisasi pemanfaatan biodiesel akan diuraian dalam sub bab Energi Terbarukan.

Bensin yang dijual di Indonesia terdiri dari 4 jenis yaitu RON 88, RON 90, RON 92 dan RON 95. *Research Octane Number* (RON) menunjukkan kinerja bahan bakar bensin. Jika ditinjau dari harganya, RON lebih rendah harganya juga lebih murah. Di Indonesia penggunaan RON 88 masih mendominasi sektor transportasi pada tahun 2015 dan 2016, mengingat harganya yang lebih murah. Namun demikian sejak 2017 tren penggunaan bensin RON 88 mulai menurun sejak tersedianya RON 90 yang lebih tinggi kualitasnya dengan harga lebih murah daripada RON 92 dan RON 95. Penggunaan RON 88 menunjukkan penurunan dari 28,1 juta KL pada tahun 2015 menjadi 8,6 Juta KL pada tahun 2020, sebaliknya konsumsi RON 90 naik dari 0,38 Juta KL tahun 2015 menjadi 18,1 juta KL pada tahun 2020. Tingginya konsumsi RON 90 dipengaruhi oleh kesadaran konsumen

terhadap kualitas bensin karena RON 90 memiliki kadar oktan lebih tinggi dari RON 88 dan didukung pula oleh selisih harga yang tidak jauh berbeda dengan RON 88. Perkembangan pemilihan konsumsi bensin per jenis terlihat pada gambar 4.8 di bawah ini.

Sumber: HEESI, 2020

Gambar 4.8 Tren Konsumsi Berdasarkan Jenis Bensin 2015-2020

Di sisi lain konsumsi avtur juga menunjukkan pertumbuhan yang signifikan dari 4,3 juta KL pada tahun 2015 menjadi 5,0 juta KL pada tahun 2019 disebabkan naiknya moda transportasi udara sejalan dengan naiknya jumlah penumpang penerbangan baik domestik dan internasional akibat peningkatan kegiatan di sektor pariwisata dan tersedianya penerbangan murah. Khusus pada tahun 2020, konsumsi avtur mengalami penurunan drastis menjadi 2,8 juta KL akibat menurunnya moda tranportasi udara yang disebabkan oleh kebijakan pembatasan sosial untuk untuk mencegah penyebaran COVID-19. Badan Pusat Statistik (BPS) mencatat terdapat kenaikan jumlah penumpang angkutan udara dari 49 juta penumpang pada tahun 2015 menjadi 53,6 juta penumpang pada tahun 2019, kemudian mengalami penurunan drastis menjadi 19,5 juta penumpang pada tahun 2020.

Pengguna terbesar BBM dilihat berdasarkan sektor maka adalah sektor transportasi diikuti sektor industri dan sektor lainnya seperti terlihat pada gambar 4.9 di bawah ini.

Sumber: HEESI, 2020

Gambar 4.9 Penggunaan BBM per Sektor

Konsumsi BBM di sektor transportasi pangsanya mencapai 83,1% pada tahun 2015 dan terus meningkat menjadi 90,5% pada tahun 2020. Kondisi ini dipengaruhi oleh belum diimplementasikannya program substitusi terhadap BBM dengan bahan bakar BBG akibat keterbatasan SPBG. Selain itu program kendaraan listrik yang sudah dicanangkan beberapa tahun yang lalu belum juga berjalan karena regulasi terkait mobil listrik baru ditetapkan pada bulan Agusus 2019. Sementara disisi lain pertumbuhan kendaraan jalan raya yang mencakup mobil, bus, truk dan dan motor terus meningkat. Pertumbuhan kendaraan paling besar adalah sepeda motor yang saat ini mencapai 116,4 Juta unit. Dengan demikian jumlah kendaraan motor sangat berpengaruh terhadap naiknya *volume* bensin. Penggunaan BBM di sektor industri, komersial, rumah tangga dan lainnya dapat dilihat pada tabel 4.3.

Tabel 4.3 Penggunaan BBM per Sektor

Sektor	Jenis BBM	Penggunaan
Transportasi	Bensin, Minyak Solar, Bio Solar	Kendaraan bermotor
Industri	Minyak Solar, Minyak Bakar	Genset dan Alat Pendukung Industri
Komersial	Minyak Solar, Bio Solar	Genset
Rumah Tangga	Minyak Tanah	Memasak

Tabel 4.3 Penggunaan BBM per Sektor (Lanjutan)

Sektor	Jenis BBM	Penggunaan
Lainnya		
- Pertanian	Minyak Solar	Traktor
- Konstruksi	Minyak Solar	Genset
- Pertambangan	Minyak Solar	Alat Berat

Sumber: Kementerian ESDM, 2019

4.2 Pasokan dan Konsumsi Gas Bumi, LNG dan LPG

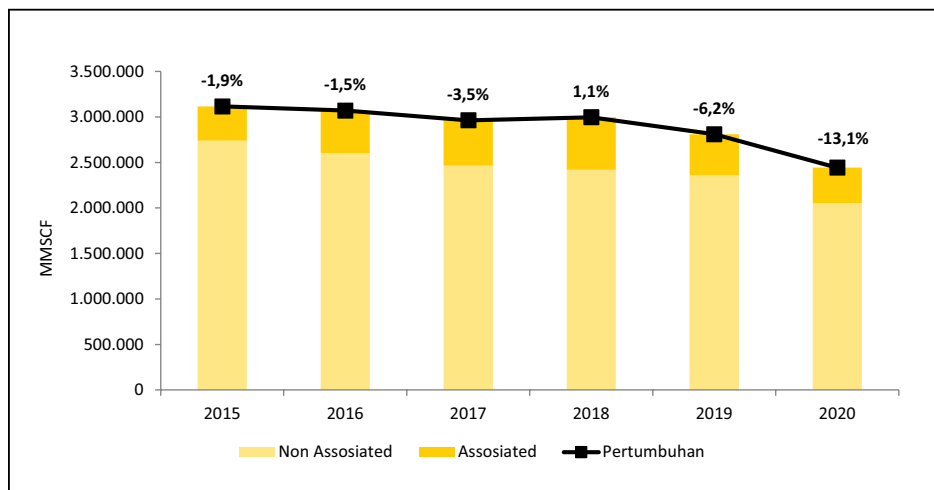
Gas bumi memiliki peran yang sangat penting dalam pembangunan nasional, antara lain sebagai sumber energi, bahan baku untuk industri dan sebagai sumber penerimaan negara dan devisa. Dalam bauran energi, sekitar 17,4% dari total penyediaan energi primer tahun 2020 bersumber dari gas bumi. Di masa lalu, pemanfaatan gas bumi diarahkan untuk memenuhi kebutuhan ekspor melalui ekspor LNG dengan kontrak jangka panjang, namun dengan terus meningkatkan kebutuhan energi dan ketersediaan cadangan yang cukup banyak, maka gas menjadi alternatif penggunaan energi saat ini dan dimasa mendatang. Selain itu, emisi gas yang rendah juga menjadi pilihan penggunaan energi fosil dibandingkan batubara.

4.2.1 Gas Bumi

4.2.1.1 Produksi

Produksi gas bumi Indonesia berasal dari gas yang terikut dari lapangan minyak bumi (*assosiated gas*) dan lapangan gas bumi (*non-assosiated gas*). Total produksi gas dari kedua jenis lapangan tersebut pada tahun 2020 mengalami penurunan dari 3,1 juta MMSCF pada tahun 2015 menjadi 2,4 juta MMSCF. Penurunan produksi gas bumi terjadi akibat tutupnya lapangan gas Arun dan belum mulai berproduksi lapangan gas Tangguh *Train* 3. Gambaran produksi selama 5 tahun terakhir dapat dilihat pada gambar 4.10.

Di satu sisi, beberapa sumur gas di Indonesia sudah mengalami penurunan tingkat produksi, di sisi lain masih terdapat beberapa cadangan gas terbukti yang belum dikembangkan (*stranded*). Salah satu yang terbesar adalah blok Natuna D-Alpha yang diprediksi mempunyai cadangan yang bisa diambil sebesar 46 TSCF. Lapangan gas tersebut belum dapat dikembangkan

karena biaya pengembangannya mahal mengingat kandungan gas CO_2 dan H_2S yang mencapai 70%. Kandungan gas ikutan inilah yang menjadi salah satu kendala utama pengembangan lapangan gas tersebut.

Sumber: HEESI, 2020

Gambar 4.10 Tren Produksi Gas Bumi Tahun 2015 – 2020

Di Pulau Sulawesi terdapat lapangan Donggi Senoro yang mempunyai cadangan 2,3 TCF yang beroperasi sejak tahun 2015 hanya untuk memenuhi kebutuhan ekspor. Selain itu baru-baru ini telah ditemukan lapangan lainnya yang potensial dikembangkan yaitu Masela dengan cadangan cadangan gas sangat besar sebanyak 18,5 TCF dan kondensat 225 juta barel yang akan dikembangkan oleh perusahaan Jepang Inpex. Pembangunan konstruksi LNG Masela (*Engineering, Procurement and, Construction*/EPC) ditargetkan mulai dilakukan 2022 dan berproduksi tahun 2027. Pengembangan hulu migas di Blok Masela diharapkan dapat memberikan kontribusi tambahan produksi gas bumi sekitar ekuivalen 10,5 juta ton (MTPA) per tahun (sekitar 9.5 juta ton LNG per tahun dan 150 MMSCFD Gas Pipa).

Berbeda dengan gas non asosiasi, gas asosiasi masih belum dimanfaatkan secara maksimal, maka dari itu dengan alasan keamanan gas tersebut dibakar (*flaring*) maupun dibuang langsung ke atmosfir (*venting*). Salah satu wilayah kerja pengeboran minyak yang menghasilkan gas suar bakar (*flare*) cukup besar dan belum dimanfaatkan adalah blok Tuban (JOB Pertamina-Petrochina East Java) dengan potensi sebesar 25 MMSCFD.

Adanya pembakaran gas ini selain akan menimbulkan pencemaran lingkungan, juga secara tidak langsung mengakibatkan terbuangnya potensi sumberdaya yang sebenarnya masih sangat potensial untuk dimanfaatkan. Potensi pemanfaatan antara lain digunakan sebagai gas angkat (*gas lift*) atau gas reinjeksi pada sumur pengeboran minyak dengan menginjeksi gas pada *valve* untuk mengurangi densitas minyak dan gas yang masih berada di dalam perut bumi. Hal ini dapat mengurangi biaya produksi dalam meningkatkan produksi minyak terutama pada sumur-sumur tua yang memiliki tekanan relatif rendah.

Untuk meningkatkan produksi gas, Pemerintah akan melakukan beberapa upaya antara lain: mendorong percepatan eksplorasi dan pengembangan Blok Migas; penerapan teknologi terkini dan tepat guna; mengupayakan metode baru untuk penemuan *resources & reserves; monitoring* proyek pengembangan lapangan *on stream* tepat waktu dan pemeliharaan untuk meningkatkan kehandalan fasilitas produksi.

4.2.1.2 Ekspor

Ekspor gas bumi yang digunakan sebagai sumber devisa negara, dapat dilakukan baik dalam bentuk gas maupun dalam bentuk LNG sesuai dengan kontrak jangka panjang. Ekspor gas bumi dalam bentuk gas pipa dilakukan ke Singapura dan Malaysia, dimana kontrak Perjanjian Jual Beli Gas (PJBG) ke Singapura akan berakhir pada 2023 yang rencananya tidak akan ada perpanjangan lagi. Kedepannya, gas tersebut akan digunakan untuk kebutuhan domestik. Ekspor gas pipa mengalami penurunan dari 306.679 MMSCF pada tahun 2015 menjadi 184.180 MMSCF pada tahun 2020 Sedangkan ekspor LNG dilakukan untuk memenuhi permintaan Jepang, Korea dan Taiwan juga menggunakan mekanisme kontrak jangka Panjang. Ekspor LNG ketiga negara tersebut mengalami penurunan dari 811.043 ribu MMBTU menjadi 507.431 ribu MMBTU.

4.2.1.3 Transformasi

Transformasi gas bumi dibutuhkan untuk merubah gas bumi menjadi fase yang berbeda dengan tujuan untuk memudahkan dalam pendistribusian dan transportasi serta perubahan dalam bentuk energi lainnya untuk menghasilkan BBM atau listrik. Transformasi dilakukan pada kilang minyak, kilang LPG, kilang LNG, kilang methanol dan pembangkit listrik.

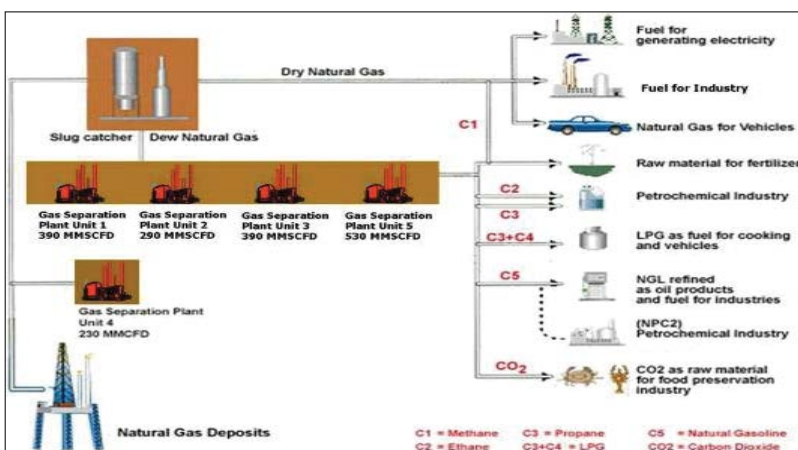
4.2.1.3.1 Kilang Minyak

Gas bumi diperlukan sebagai input unit *hydrogen plant* pada kilang minyak untuk menghasilkan gas hydrogen yang diperlukan oleh unit *Hydrocracker* dalam menghasilkan naphtha, jet kerosene atau avtur, minyak diesel dan LPG (isobutana). Naphtha kemudian diproses lagi menjadi produk premium atau pertamax dengan proses *blending*. Gas yang dibutuhkan untuk kilang minyak pada tahun 2020 sebesar 13.897 MMSCF atau turun dari kebutuhan tahun 2015 yang jumlahnya sebesar 47.384 MMSCF.

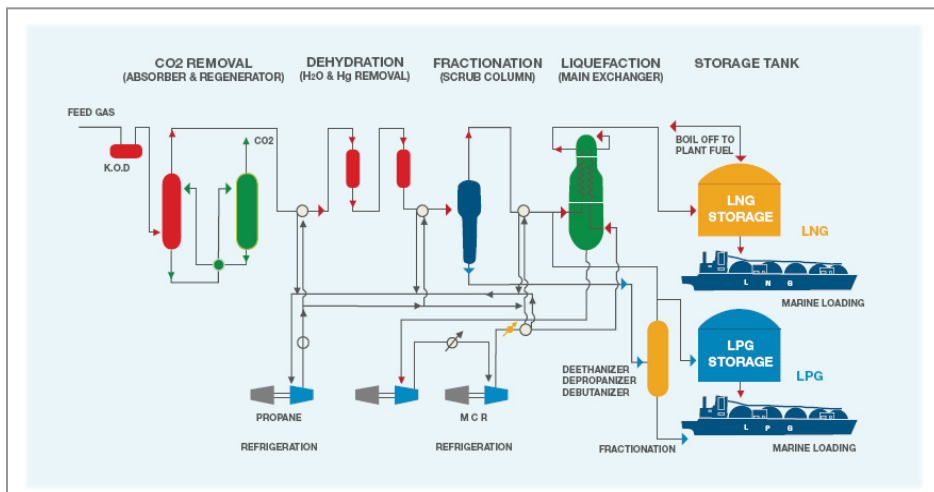
Proses *Hydrocracking* pada *hydrocracker* adalah proses perekahan hidrokarbon secara katalik dengan injeksi hidrogen pada temperatur dan tekanan tinggi untuk menghasilkan reaksi yang mempunyai berat molekul yang lebih rendah. Dengan *hydrocracking*, rasio produk antara premium dan minyak diesel bisa fleksibel dan disesuaikan dengan keinginan pemilik kilang atau pasar. Selain itu jumlah dan kualitas premium, minyak diesel, avtur serta LPG yang dihasilkan juga lebih tinggi.

4.2.1.3.2 Kilang LPG

Pada kilang LPG, gas bumi diproses pada suatu kilang gas atau LPG untuk diambil kandungan etana dan propane, sementara pentane dapat digunakan sebagai bahan baku industri.

Pada tahun 2019 *input* gas untuk kilang LPG mengalami penurunan, dari 24.801 MMSCF pada tahun 2015 menjadi 18.468 MMSCF pada tahun 2020. Adapun skema proses pemisahan gas bumi menjadi LPG terlihat pada gambar 4.11.

Gambar 4.11 Proses Pemisahan Gas Bumi pada Kilang Gas/LPG

4.2.1.3.3 Kilang LNG

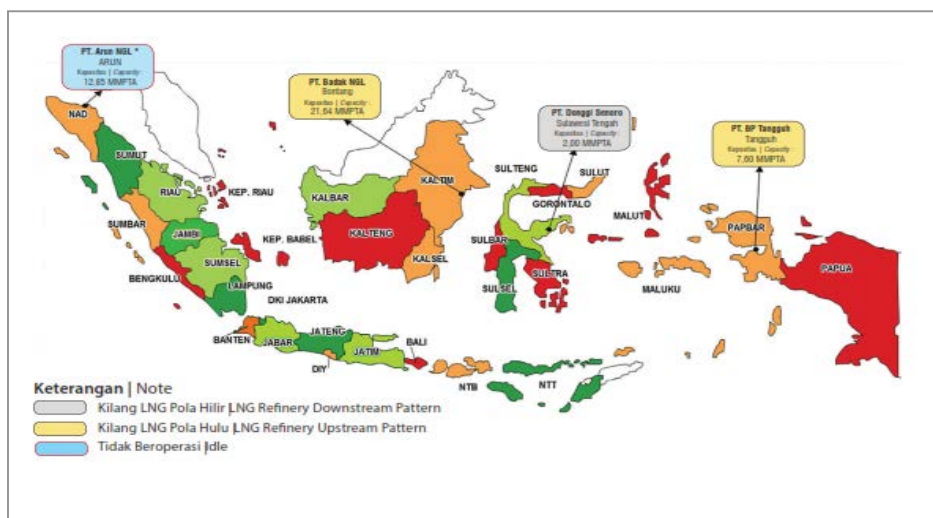
LNG (*Liquefied Natural Gas*) adalah gas bumi yang dicairkan melalui proses pencairan gas menggunakan media pendinginan (*refrigerant*) hingga mencapai temperatur -160°C pada tekanan 1 atm, dengan perbandingan *volume* cairan dengan kondisi gasnya yaitu 1:600. Kilang pencairan bisa terdiri dari beberapa unit paralel (*train*). LNG bersifat kriogenik dan apabila bersentuhan dengan material non-kriogenik dapat menyebabkan kerapuhan. Istilah kriogenik digunakan apabila temperaturnya rendah dan umumnya di bawah -100°F. Prinsip dasar proses pencairan gas bumi menggunakan media pendinginan adalah menyesuaikan sedekat mungkin kurva pendinginan proses pencairan gas dan kurva pendingin *refrigerant*, sehingga dihasilkan proses termodinamika yang lebih efisien dan membutuhkan daya per unit LNG yang diproduksi lebih efisien. Hal ini berlaku pada semua proses pencairan gas bumi. Gambar 4.12 berikut memberikan gambaran sekilas mengenai proses pencairan gas bumi hingga menjadi LNG.

Sumber: LNG Badak, Bontang

Gambar 4.12 Diagram Proses Pembuatan LNG

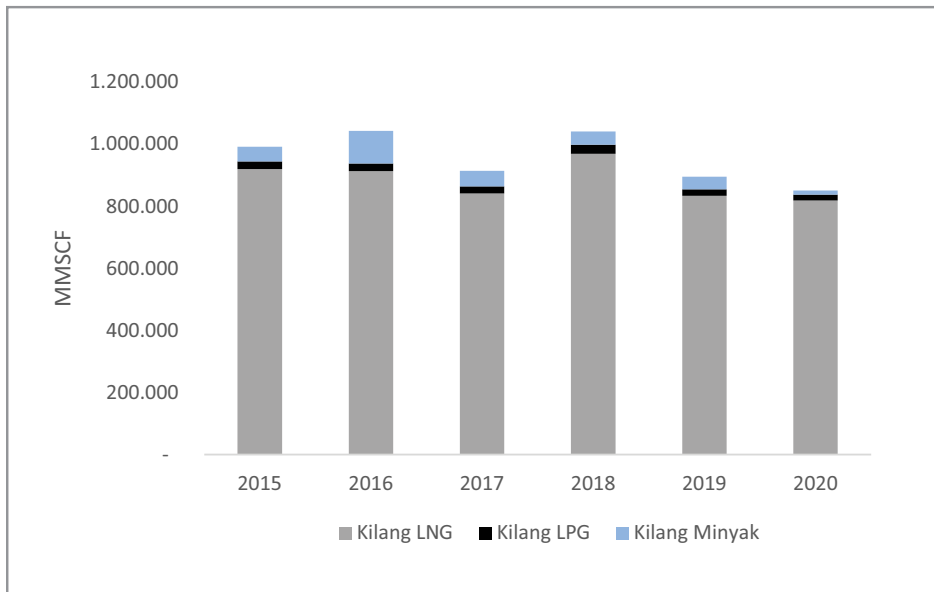
Hingga tahun 2020, jumlah kilang LNG nasional ada 3, yaitu Kilang LNG Badak di Bontang (8 *train*) Kalimantan dengan total kapasitas terpasang sebesar 21,64 juta metrik ton/tahun, kilang LNG Tangguh dengan total kapasitas terpasang sebesar 7,6 juta metrik ton/tahun dan kilang LNG

Donggi Senoro dengan total kapasitas 2,0 juta metrik/ton per tahun. Namun demikian sejak tahun 2014, kilang Arun sudah tidak beroperasi karena pasokan gas dari wilayah Sumatera dan sekitarnya sudah tidak berproduksi. Gas yang diproses pada kilang LNG pada tahun 2020 sebesar 818.900 MMSCF menurun jika dibandingkan pada tahun 2015 yang volumenya mencapai 919.723 MMSCF.

Kapasitas kilang LNG akan bertambah sebesar 13,3 MTPA jika proyek *train* 3 Tangguh dengan kapasitas 3,8 MTPA dan Abadi LNG (*Masela Project*) sebesar 9,5 MTPA selesai dibangun. Khusus proyek *train* 3 LNG Tangguh ditargetkan tuntas pada 2021.

Selain untuk memenuhi kebutuhan pasar domestik, Indonesia juga melakukan ekspor LNG ke Tiongkok, Jepang, Korea Selatan, Thailand, dan Taiwan. Produk ekspor itu dipasok dari kilang LNG Badak dan LNG Tangguh. Lokasi kilang LNG Nasional ditunjukkan pada gambar 4.13.

Sumber: Statistik Migas

Gambar 4.13 Lokasi Kilang LNG Nasional

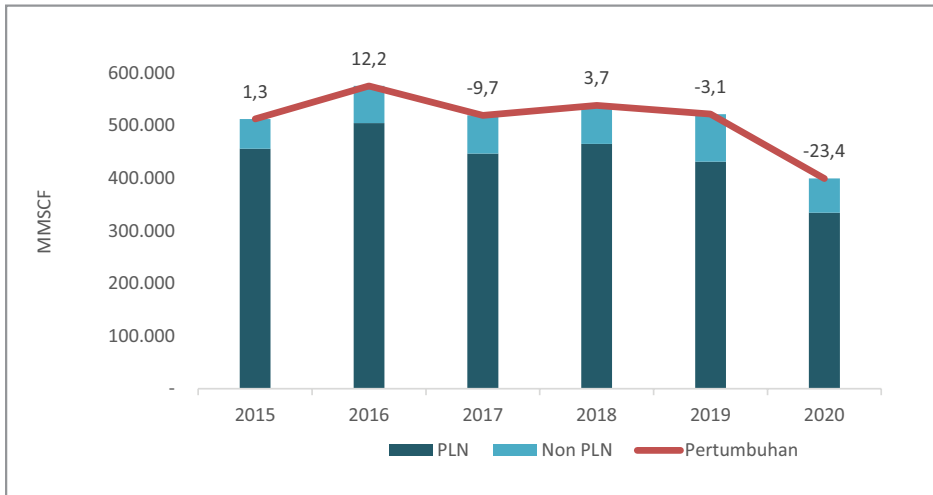
Perkembangan kebutuhan gas untuk kilang minyak, LPG dan LNG terlihat pada gambar di bawah ini.

Sumber: HEESI, 2020

Gambar 4.14 *Input* gas ke Kilang Minyak, LNG dan LPG

4.2.1.3.4 Pembangkit Listrik

Penggunaan gas pada pembangkit listrik jenis PLTU, PLTG dan PLTGU dan PLTMG. Pembangkit listrik tersebut sebagian dimiliki oleh PLN, dan sebagian non PLN. *Input* gas ke pembangkit listrik PLN mengalami penurunan dari 456.494 MMSCF menjadi 334.594 MMSCF sedangkan *input* gas ke pembangkit listrik non PLN mengalami kenaikan dari tahun 2015-2019 dan kembali mengalami penurunan di tahun 2020 menjadi 65.184 MMSCF.

Produksi listrik pembangkit yang menggunakan gas dalam 5 tahun terakhir berada pada kisaran 51,3 TWh. Penggunaan gas terbesar untuk memenuhi kebutuhan PLTGU dan PLTG dengan jumlah produksi pembangkit listrik tahun 2020 PLTGU sebesar 34.143 GWh, PLTG sebesar 6.442 GWh, PLTMG sebesar 9.259 GWh dan PLTU-G sebesar 1.432 GWh.

Adapun input gas untuk pembangkit listrik dari tahun 2015-2020 menunjukkan peningkatan seperti terlihat pada gambar di bawah ini.

Sumber: HEESI, 2020

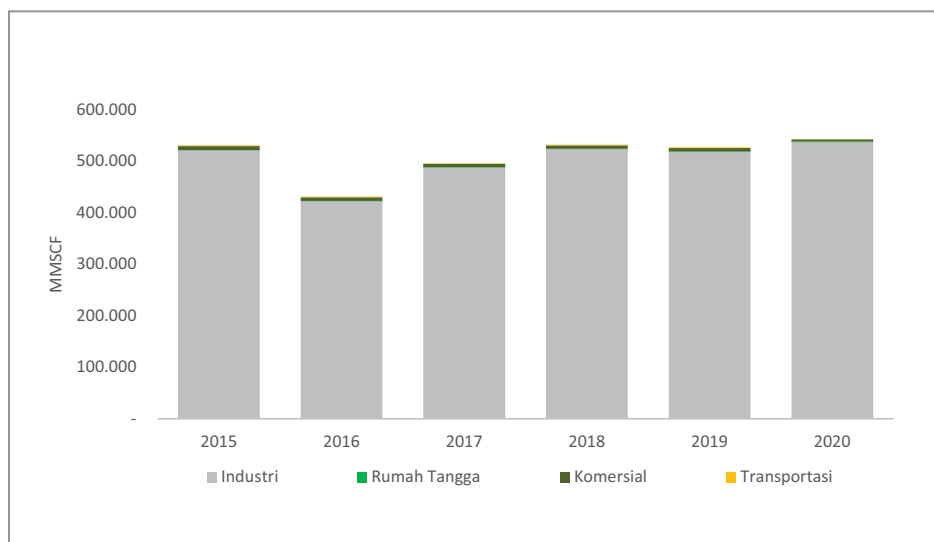
Gambar 4.15 *Input* Gas ke Pembangkit Listrik

4.2.1.4 Konsumsi Gas

Gas merupakan energi yang bersih sehingga penggunaannya sedikit menimbulkan emisi. Namun demikian pemanfaatan gas memerlukan infrastruktur yaitu jaringan pipa agar gas dapat disalurkan dari daerah penghasil ke daerah pengguna. Oleh karena itu pemanfaatan gas hanya dapat dilakukan terutama di wilayah-wilayah penghasil gas, seperti Sumatera Utara, Sumatera Selatan, Jawa Barat, Jawa Timur dan Kalimantan Timur.

Pemanfaatan gas terbesar untuk sektor industri atau sekitar 98,9% terutama untuk industri pupuk, industri petrokimia, industri oleochemical, industri baja, industri keramik dan industri kaca. Pada industri pupuk gas digunakan sebagai bahan baku sehingga dikategorikan sebagai penggunaaan non energi.

Sementara pemanfaatan gas untuk sektor lainnya seperti rumah tangga (jargas), komersial dan transportasi hanya 1,1% dari total konsumsi gas. Khusus pembangunan jargas untuk konsumsi sektor rumah tangga, dalam RUEN pada tahun 2025 ditargetkan pembangunan jargas akan

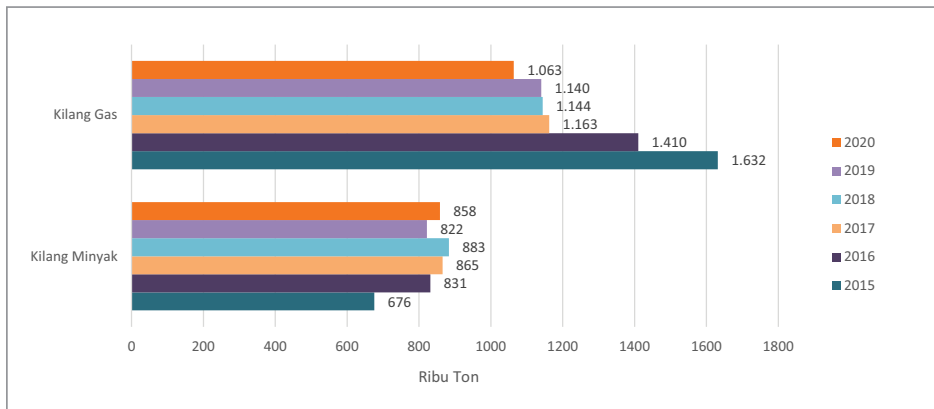
mencapai 4,7 juta SR. Namun demikian hingga akhir tahun 2020 realisasi penambahan pembangunan jargas baru mencapai 135.286 SR dengan total jargas terpasang sebesar 673.216 SR. Perkembangan konsumsi gas per sektor dapat dilihat pada gambar 4.16.

Sumber: HEESI, 2020

Gambar 4.16 Konsumsi Gas per Sektor 2015-2020

4.2.2 ***Liquefied Petroleum Gas*** **(LPG)**

LPG merupakan salah satu bahan bakar yang digunakan terutama untuk memenuhi kebutuhan di sektor komersial dan rumah tangga.

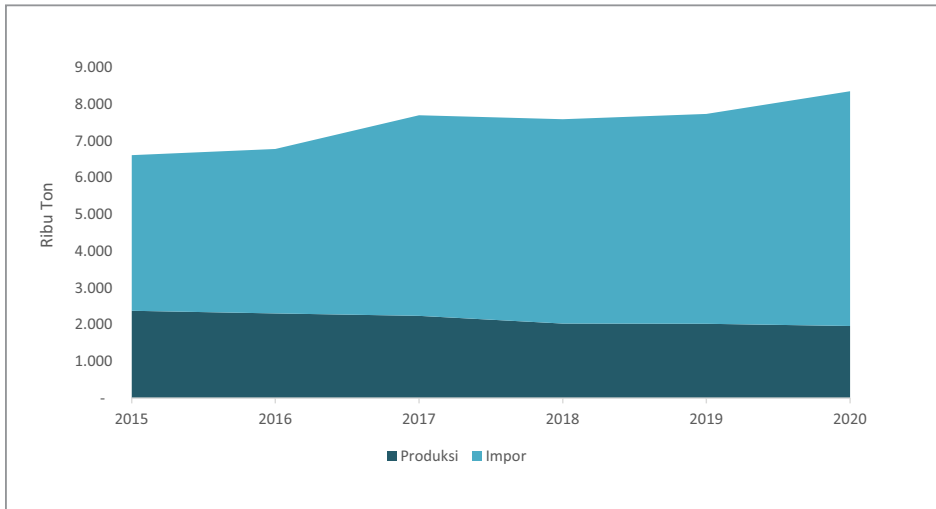
4.2.2.1 Produksi

LPG dapat diproduksi dari gas melalui kilang LPG dan LNG tetapi dapat juga diproduksi dari kilang minyak. Sebagian besar (sekitar 55,3%) LPG diproduksi dari kilang gas dengan perkembangan seperti terlihat pada gambar 4.17.

Sumber: HEESI, 2020

Gambar 4.17 Perkembangan Produksi LPG Tahun 2015-2020

4.2.2.2 Impor

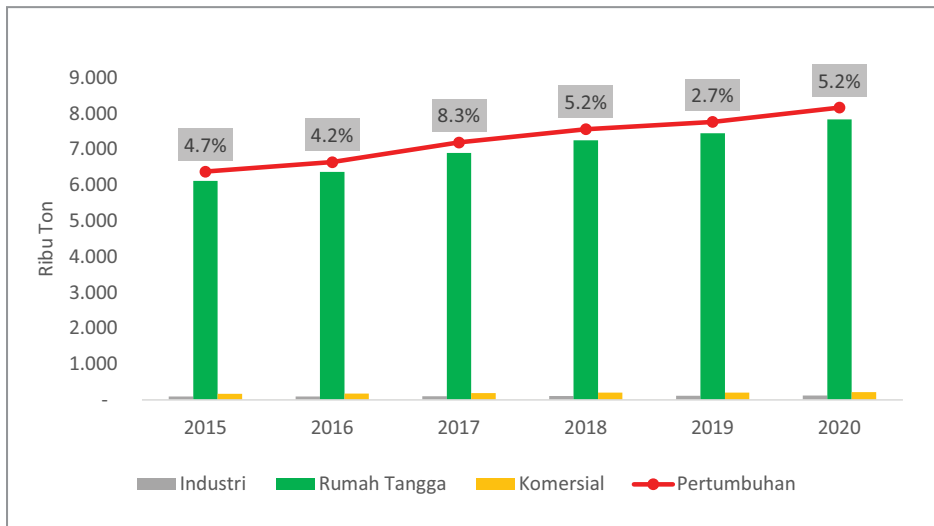
Sejak tahun 2007, Pemerintah mulai mengimplementasikan program konversi minyak tanah ke LPG, oleh karena itu konsumsi LPG terus menunjukkan peningkatan. Untuk memenuhi kebutuhan tersebut, impor LPG sejak tahun 2008 tumbuh signifikan dengan pertumbuhan rata-rata tahun 2008-2020 sebesar 8,1%. Hal ini terjadi karena konsumsi LPG terus meningkat namun produksi dalam negeri tidak bertambah.

Meningkatnya impor LPG sangat memberatkan Pemerintah sehingga membuat neraca perdagangan Indonesia menjadi defisit. Untuk menekan volume impor akan dilakukan pembatasan konsumsi LPG 3 kg (subsidi) nantinya akan dialokasikan hanya untuk rumah tangga pra sejahtera. Mekanisme yang akan dilakukan adalah melalui transfer subsidi ke rekening penerima bantuan, sehingga penerima bantuan bisa langsung membeli gas LPG 3 kg sesuai harga subsidi. Guna mendapatkan sasaran yang tepat, Kementerian ESDM akan berkoordinasi dengan Kementerian Sosial (Kemensos) untuk mendata orang-orang miskin yang berhak dan masih mendapatkan subsidi gas LPG 3 kg tersebut yang nantinya akan diberikan kartu bantuan sosial. Disisi lain, untuk mengurangi ketergantungan Impor LPG, Pemerintah juga merencanakan melakukan subtitusi LPG dengan DME yang diproses dari batubara. Perkembangan suplai LPG (produksi dan impor) sejak tahun 2015-2020 dapat dilihat pada gambar di bawah ini.

Sumber: HEESI, 2020

Gambar 4.18 Perkembangan Produksi dan Impor LPG

4.2.2.3 Konsumsi

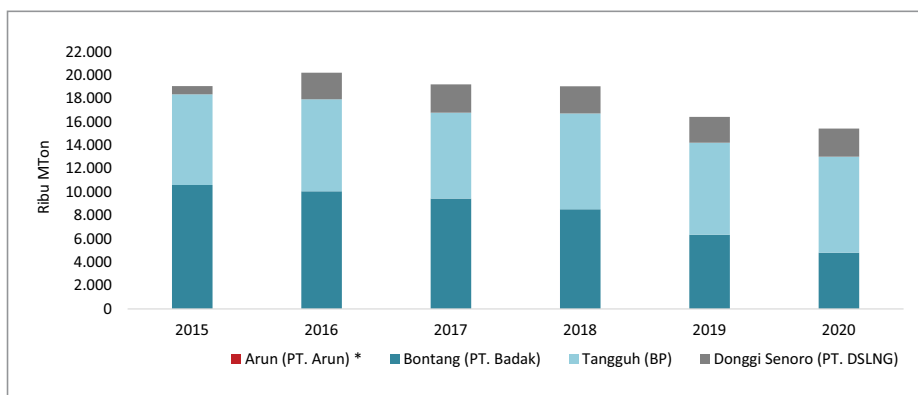
Hampir 95,9% LPG di Indonesia dikonsumsi oleh sektor rumah tangga sebagai implikasi program konversi minyak tanah ke LPG sejak 2007. Selain itu, mulai tahun 2016 telah dibagikan konverter kit LPG gratis untuk nelayan dan petani kecil yang bertujuan untuk menghemat biaya operasional nelayan saat melaut. Konsumsi LPG pada tahun 2015 mencapai 6.377 ribu ton dan meningkat menjadi 8.167 ribu ton pada tahun 2020 atau dengan rata-rata pertumbuhan tahun 2015-2020 sebesar 5,1%.

Naiknya konsumsi LPG di sektor rumah tangga dipengaruhi oleh tingginya penggunaan LPG subsidi (lebih murah) oleh rumah tangga yang mampu. LPG dijual di pasar dengan harga yang berbeda-beda, antara LPG subsidi dan non subsidi. Harga LPG 3 kg saat ini Rp.12.750 atau sekitar Rp. 4.250/kg tetapi LPG non subsidi harganya sekitar Rp137.000 - Rp. 161.000 atau Rp. 11.000/kg. Perkembangan konsumsi LPG digambarkan pada gambar 4.19.

Sumber: HEESI, 2020

Gambar 4.19 Konsumsi LPG 2015-2020

4.2.3 *Liquefied Natural Gas* (LNG)

4.2.3.1 Produksi

Produksi kilang LNG periode 2013-2014 menunjukkan penurunan dari 19.250 Ribu M.Ton menjadi 18.186,4 Ribu M.Ton pada tahun 2014 sejalan dengan berhentinya produksi kilang Arun, namun produksi LNG meningkat kembali mencapai 19.220,5 Ribu M.Ton pada tahun 2017 dengan mulai beroperasinya kilang Donggi Senoro. Namun pada tahun 2019 kembali menurun menjadi 16.435,7 Ribu M.Ton akibat berkurangnya pasokan gas dari Blok Mahakam dan adanya proses pemeliharaan Kilang Tangguh, dan pada tahun 2020 kembali menurun menjadi 15.435,3 Ribu M.Ton efek pandemi COVID-19. Perkembangan produksi LNG masing-masing kilang terlihat pada gambar 4.20.

Sumber : Buku Saku KESDM, 2020

Gambar 4.20 Perkembangan Produksi LNG dari Kilang LNG

4.2.3.2 Ekspor

LNG yang diproduksi di Indonesia sebagian besar digunakan untuk memenuhi kebutuhan ekspor melalui kontrak jangka panjang dengan beberapa negara Asia seperti Jepang, Korea, China, Taiwan. Selain itu ekspor LNG juga dilakukan melalui penjualan langsung ke beberapa negara lain seperti Singapura, Thailand, Malaysia dan lain-lain. Perkembangan ekspor LNG berdasarkan negara tujuan dapat dilihat pada Tabel 4.4.

Ekspor LNG ke beberapa negara melalui kontrak jangka panjang diperkirakan akan berakhir. Ekspor LNG ke 5 perusahaan Jepang yang dimulai sejak Desember 1973 kontraknya akan berakhir pada 2020 sehingga LNG selanjutnya akan dimanfaatkan untuk domestik.

Tabel 4.4 Ekspor LNG ke Negara Tujuan

(MMBTU)

Negara Tujuan	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Jepang	318.365.589	294.068.351	250.866.310	201.540.812	165.560.369	93.721.584
Korea	184.016.673	177.386.677	158.212.834	140.558.852	86.916.934	107.794.254
Taiwan	115.078.500	105.168.400	101.912.070	48.169.932	6.617.572	18.822.467
China	156.839.230	157.768.543	154.654.473	268.595.637	226.036.737	252.267.837
USA	9.361.253	9.605.394	9.519.394	-	-	-
Singapura	6.600.000	-	-	3.317.780	6.951.981	7.631.588

Tabel 4.4 Ekspor LNG ke Negara Tujuan (Lanjutan)

(MMBTU)

Negara Tujuan	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Malaysia	-	-	-	-	-	-
India	10.530.290	-	7.161.945	-	-	-
Kuwait	3.330.030	-	-	-	-	-
Mesir	3.683.840	-	-	-	-	-
Thailand	-	-	7.114.680	17.165.139	7.560.781	11.189.712
Pakistan	-	-	-	6.867.491	3.315.617	3.286.997
Papua New Guinea	-	-	-	3.764.850	-	-
Mexico	-	-	-	6.359.282	9.556.694	12.716.849
UEA	3.237.604	3.700.010	-	-	-	-
Total	**811.043.009**	**747.697.375**	**689.441.706**	**696.339.775**	**512.516.685**	**507.431.288**

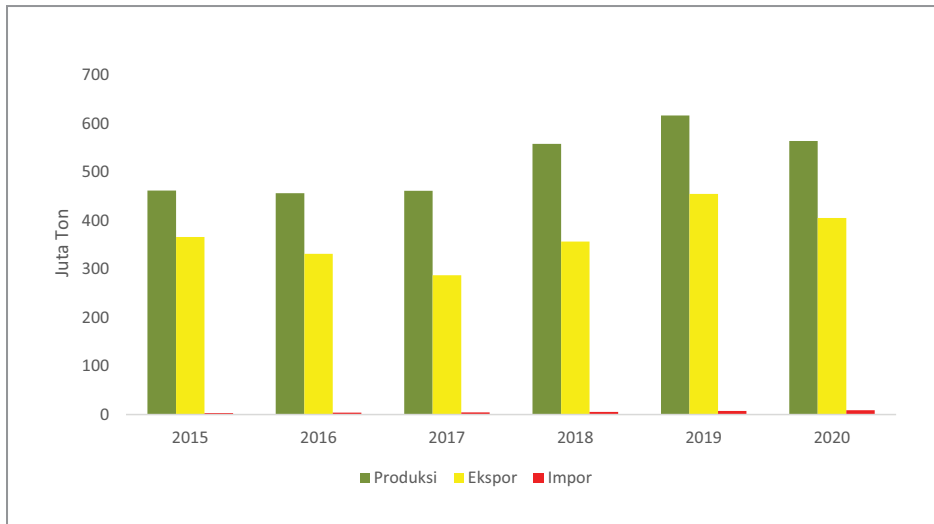
Sumber: Statistik Migas

Catatan: *) Data Sementara

4.3 Pasokan dan Konsumsi Batubara

Penyediaan energi di Indonesia saat ini masih didominasi oleh energi fosil dimana batubara menjadi sumber energi yang paling banyak digunakan. Berdasarkan data bauran energi tahun 2020, batubara mengisi porsi bauran energi sebesar 38,5%. Batubara juga menjadi komoditi energi andalan sebagai pendapatan negara melalui ekspor batubara. Dari hasil rekapitulasi dan pemutakhiran menunjukkan bahwa sampai bulan Desember tahun 2020 terdapat 143,7 miliar ton sumber daya dan 38,8 miliar ton cadangan batubara, yang secara kualitas dapat dikelompokkan berdasarkan nilai kalorinya dalam basis *air dried*.

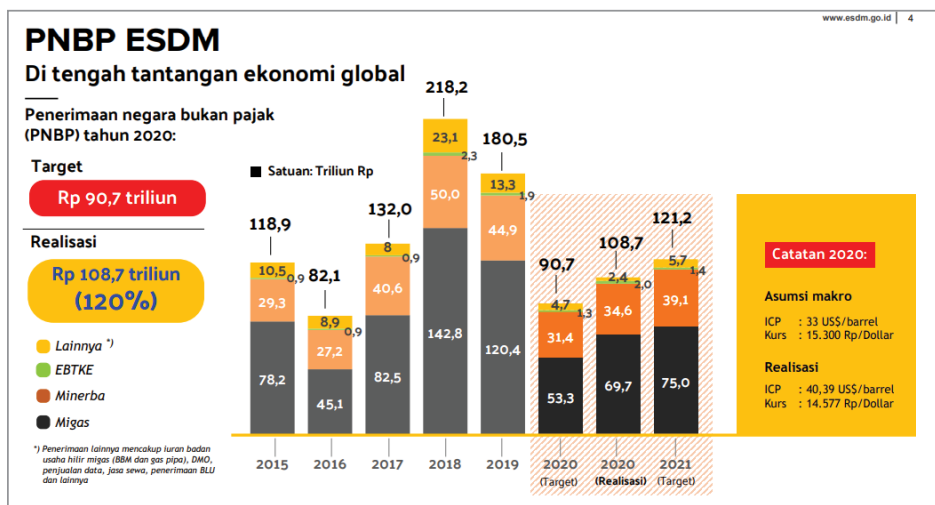
4.3.1 Produksit

Pasokan batubara nasional didapatkan dari produksi ± 1.400 perusahaan yang memiliki ijin usaha pertambangan dengan status operasi/produksi. Produksi batubara nasional tahun 2020 sebesar 563,7 juta Ton mengalami penurun dari porduksi tahun sebelumnya, namun angka ini masih melebihi target produksi batubara sebesar 550 juta ton yang ditetapkan dalam Rencana Strategis Kementerian ESDM tahun 2020 – 2024 melalui Permen ESDM Nomor 16 Tahun 2020. Produksi Batubara tahun nasional tahun 2015-2020 dapat dilihat pada gambar 4.21.

Sumber: HEESI, 2020

Gambar 4.21 Produksi Batubara 2015-2020

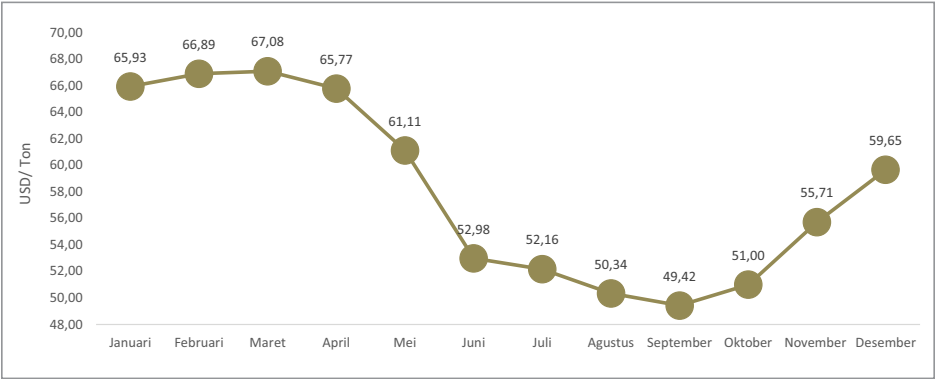
Fluktuasi harga untuk batubara akan terjadi dalam waktu yang tidak terlalu lama, biasanya akan berubah setiap bulannya, oleh karena itu Menteri ESDM mengeluarkan Harga Batubara Acuan setiap bulan sebagai patokannya. Hal ini terjadi karena penambangan batubara dapat berjalan dengan cepat, tidak mengalami proses yang berat atau rumit, sehingga respon pasar akan berubah juga setiap bulannya. Fluktuasi harga batubara ini adalah hal yang biasa terjadi sebagai dinamika yang umum terjadi di pasar yang memiliki produsen dan konsumen yang cukup banyak.

Apabila permintaan dunia meningkat, maka harga akan naik, negara negara produsen berlomba-lomba meningkatkan produksinya dan akibatnya harga kembali turun. Disaat harga turun, maka produsen yang memiliki biaya produksi tinggi akan keluar dari pasar, lalu jumlah produksi berkurang sedangkan permintaan masih tinggi, maka harga akan naik lagi. Umumnya produsen batubara mematok keuntungan perusahaannya berdasarkan akumulasi pendapatan tahunannya, baik itu harga jualnya atau total kapasitas produksinya.

Dengan menurunnya produksi batubara dan turunnya harga batubara acuan (HBA) yang rata-rata mencapai US$ 58,17/ton pada tahun 2020 menyebabkan penerimaan negara bukan pajak (PNBP) dari sektor minerba mengalami penurunan dari 44,9 Triliun Rupiah pada tahun 2019 menjadi 34,6 Triliun Rupiah pada tahun 2020 sebagaimana ditunjukkan pada gambar 4.22. Rata-rata HBA tahun 2020 mengalami pernurunan jika dibandingkan dengan tahun 2019 sebesar US$ 77,89 per ton. Apalagi jika dibandingkan tahun 2018 yang menyentuh level tertinggi yakni US$ 98,96 per ton. Rata-rata HBA tahun 2020 juga menjadi yang terendah sejak 2015 yang saat itu masih di level US$ 60 per ton.

Sumber: Bahan Paparan Capaian Kinerja 2019 dan Program 2020 Sektor ESDM

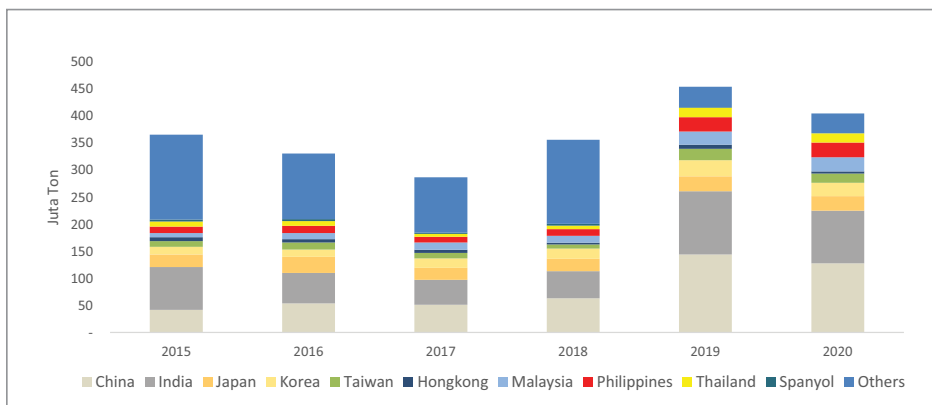
Gambar 4.22 Penerimaan Negara Sektor ESDM

Pandemi COVID-19 juga memberikan pengaruh terhadap perkembangan harga batubara dunia sehingga harga batubara mengalami penurunan dari US$ 65,93/ton pada bulan Januari 2020 mengalami kenaikan hingga Maret 2020 namun sejak April mengalami penurunan hingga mencapai harga terendah sebesar US$ 49,42 /ton pada bulan September dan kembali mengalami kenaikan hingga bulan Desember 2020 menjadi US$59,64 / ton sebagaimana ditunjukkan dalam gambar 4.23. Peningkatan harga

batubara sejak bulan Oktober hingga Desember 2020 dipengaruhi oleh meningkatnya permintaan batubara dari China seiring dengan musim dingin yang berlangsung pada akhir tahun dan mulai membaiknya *demand* industri setelah sempat terpuruk akibat pandemi COVID-19.

Sumber: Ditjen Minerba KESDM, 2020

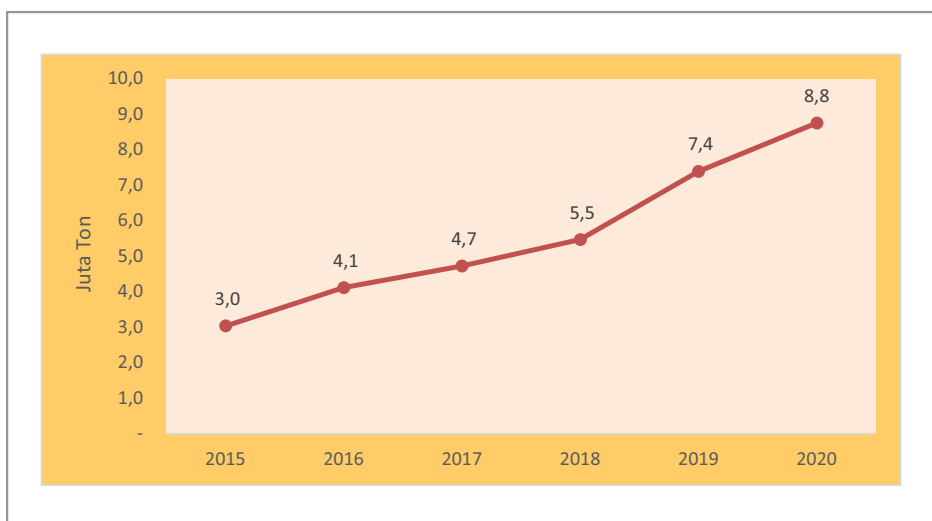
Gambar 4.23 Harga Batubara Acuan Tahun 2020

4.3.2 Ekspor

Ekspor batubara sepanjang tahun 2015-2020 berfluktuasi dengan ekspor tertinggi pada tahun 2019 sebesar 454,5 juta ton. Ekpor batubara tahun 2020 mengalami penurunan sebesar 10,9% dari tahun sebelumnya yaitu menjadi sebesar 405 juta ton dengan ekspor batubara terbesar yaitu ke negara China sebesar 127,8 juta ton atau setara 31,5% dari total ekspor nasional, disusul India sebesar 24,1%. Perkembangan *volume* ekspor batubara berdasarkan negara dapat dilihat pada gambar 4.24. Pergerakan ekspor batubara ini dipengaruhi oleh kebijakan kebijakan negara negara pengguna, seperti India yang meningkatkan pembangunan pembangkit listrik berbahan bakar batubara, maka kebutuhan batubara tiap tahunnya selalu meningkat. Begitu juga China sebagai negara dengan penduduk terbanyak, menyebabkan kebutuhan akan batubara selalu bertambah walaupun China merupakan negara produsen batubara juga.

Sumber: HEESI, 2020

Gambar 4.24 Ekspor Batubara Berdasarkan Negara

4.3.3 Impor

Selain mengekspor batubara, Indonesia juga melakukan impor batubara untuk memenuhi kebutuhan industri besi dan baja, ferro nikel dan *nickel pig iron* (NPI) yang sejak tahun 2015 lalu beroperasi dan bertambah terus seiring kebijakan Pemerintah Indonesia yang mengurangi dan melarang ekspor bijih mentah ke luar negeri. Dengan demikian impor batubara terus meningkat dari 3 juta ton pada tahun 2015 menjadi 8,8 juta ton pada tahun 2020 seperti terlihat pada gambar 4.25.

Sumber: HEESI, 2020

Gambar 4.25 Perkembangan Impor Batubara 2015-2020

Dalam proses pengolahan, batubara yang digunakan adalah jenis antrasit dengan kalori tinggi di atas 7,100 Kkal. Dalam proses pengolahan metalurgi, baik itu besi baja maupun ferronikel atau *nickel pig iron*, fungsi batubara antrasit adalah sebagai reduktor, atau mereduksi oksigen dan pengotor lainnya untuk menghasilkan logam yang lebih murni.

Berdasarkan hasil Kajian Badan Geologi, Indonesia hanya memiliki cadangan batubara antrasit sebesar 420 juta ton. Industri pengolahan/ metalurgi masih mengimpor batubara jenis antrasit ini karena tidak semua batubara antrasit Indonesia bisa digunakan, biasanya karena standar kimiawi yang tidak sesuai pada proses pengolahan/metalurgi menyebabkan terbatasnya jenis antrasit yang bisa digunakan, akibatnya industri pengolahan/metalurgi di Indonesia masih mengimpor dari negara negara produsen antrasit tersebut.

Beberapa perusahaan batubara di Indonesia sudah mulai merambah ke produksi batubara kokas atau *coking coal* seperti Adaro, United Tractors (UT), PT Golden Energy Mines (GEMS). Diharapkan dengan adanya perusahaan tersebut di *industry coking coal*, kebutuhan batubara kokas di dalam negeri bisa terpenuhi oleh industri di dalam negeri.

4.3.4 Transformasi

Pemanfaatan batubara untuk transformsi hanya dilakukan untuk pembangkit listrik dan pengolahan briket. Pembangkit listrik merupakan konsumen terbesar batubara di Indonesia yang mencapai pangsa kurang lebih 79,5% dari total konsumsi batubara dalam negeri. Sedangkan industri briket pangsanya hanya 0,04% dari total kebutuhan batubara.

4.3.4.1 Briket

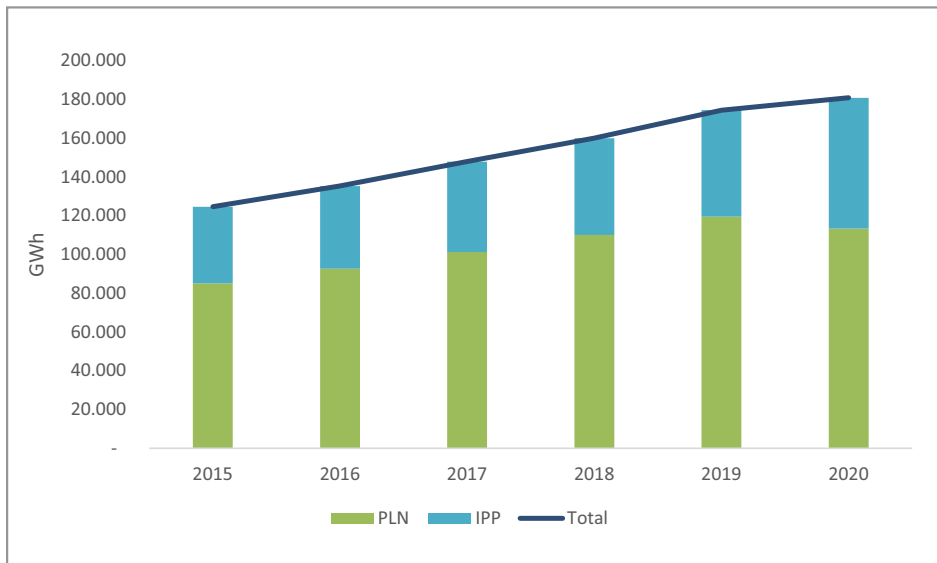
Walaupun cadangan batubara di Indonesia relatif besar, namun sebagian besar sumber daya batubara tersebut merupakan batubara berkalori rendah dengan kadar air tinggi sehingga lebih cocok untuk digunakan sebagai bahan baku industri briket yang biasanya dimanfaatkan untuk memenuhi kebutuhan industri kecil dan komersial misalnya peternakan ayam, rumah makan, industri pengeringan tembakau dan karet.

Pada pabrik briket, batubara kualitas rendah dihilangkan kadar air dan abunya, kemudian dipadatkan ke dalam bentuk yang lebih kecil, sehingga mempunyai nilai kalori lebih tinggi. Penggunaan batubara untuk briket pada tahun 2020 adalah sebesar 52.826 Ton.

4.3.4.2 Pembangkit Listrik

Pembangkit listrik merupakan infrastruktur energi yang penting karena perannya sebagai penyedia tenaga listrik untuk memenuhi kebutuhan listrik bagi konsumen. Penyediaan tenaga listrik selain dilakukan oleh PT PLN (Persero) juga dilakukan oleh pihak swasta, koperasi, dan BUMD.

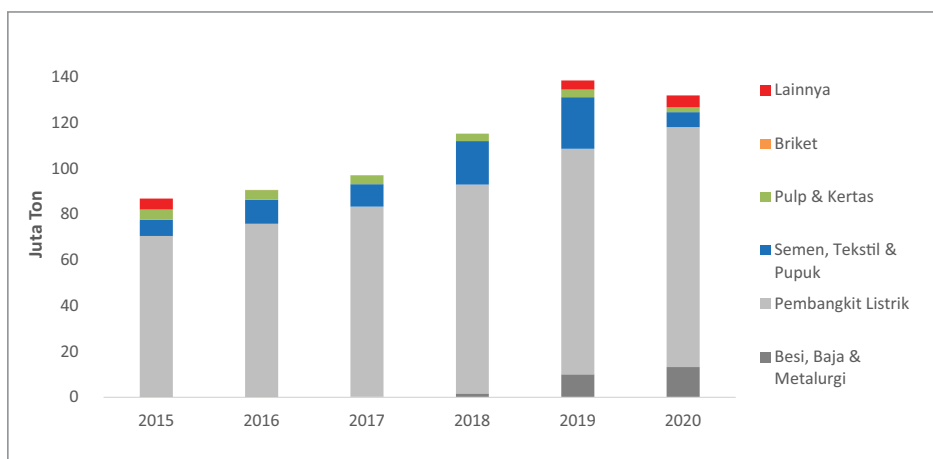
Usaha penyediaan tenaga listrik yang telah dilakukan oleh swasta, koperasi atau BUMD diantaranya adalah membangun dan mengoperasikan sendiri pembangkit tenaga listrik kemudian tenaga listriknya di jual kepada PT PLN (Persero) atau lebih dikenal dengan *Independent Power Producer* (IPP). Selain itu perusahaan yang membangun dan mengoperasikan sendiri pembangkitan, transmisi dan distribusi tenaga listrik secara terintegrasi dan menjual tenaga listriknya langsung ke konsumen di suatu wilayah usaha khusus yang dikenal dengan istilah pembangkit terintegrasi atau *Private Power Utility* (PPU). Jenis usaha penyediaan listrik swasta lainnya adalah *captive power* yang merupakan pembangkit listrik yang umumnya dioperasikan oleh pihak industri untuk digunakan sendiri oleh sektor industri dan jika ada kelebihan pasokan (*excess power*) dapat juga di jual ke PLN.

Kapasitas terpasang pembangkit listrik nasional pada tahun 2020 yaitu sebesar 72,8 GW dengan kepemilikan PLN, Pemerintah, IPP, PPU dan IO dengan kapasitas terpasang PLTU Batubara sebesar 36,7 GW. Produksi listrik PLTU Batubara terus meningkat setiap tahun sejalan dengan kebijakan pemerintah yang menaikkan pemanfaatan batubara untuk memenuhi kebutuhan domestik dimana produksi yang berasal dari PLN pada tahun 2020 adalah sebesar 113.335 GWh dan dari IPP sebesar 67.534 GWh. Peningkatan produksi pembangkit listrik PLTU batubara dapat dilihat pada gambar 4.26.

Sumber: HEESI, 2020

Gambar 4.26 Produksi Pembangkit Listrik PLTU Batubara

4.3.5 Konsumsi

Di Indonesia terdapat kebijakan *Domestic Market Obligation* (DMO) yaitu kewajiban perusahaan batubara untuk menjual sebagian produksinya untuk konsumsi dalam negeri. Hal ini sejalan dengan amanat Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional yaitu proritas batubara sebagai sumber energi dan jaminan pasokan batubara untuk kebutuhan dalam negeri. Bahkan dalam Permen ESDM Nomor 7 Tahun 2020 diamantkan bahwa Pemegang IUP dan IUPK wajib mengutamakan pemenuhan kebutuhan mineral dan batubara dalam negeri dan bagi pemegang IUP dan IUPK yang melanggar akan dikenakan sanksi administratif. Volume DMO ditetapkan setiap tahun melalui Keputusan Menteri ESDM. Berdasarkan Kepmen ESDM No. 261 K/30/MEM/2019 tentang Pemenuhan Kebutuhan Batubara dalam Negeri Tahun 2020, DMO ditetapkan sebesar 25% dari jumlah produksi perusahaan batubara tahun 2020. Dalam ketentuan tersebut disebutkan apabila perusahaan yang tidak memenuhi DMO akan dikenakan sanksi pemotongan produksi tahun berikutnya serta pengurangan kuota ekspor. Dengan adanya pemberlakukan (DMO) batubara dapat menjamin ketersediaan batubara dalam memenuhi kebutuhan konsumsi domestik.

Konsumen utama batubara adalah sektor pembangkit listrik kemudian diikuti oleh sektor industri. Tren konsumsi batubara dalam 5 tahun terakhir menunjukkan peningkatan dari sekitar 86,8 juta ton pada tahun 2015, meningkat menjadi 131,9 juta ton pada tahun 2020 atau tumbuh rata-rata 8,7%. Jika dibandingkan dengan konsumsi tahun 2019, konsumsi tahun 2020 menurun sekitar 4,7% dimana penurunan yang signifikan adalah pada industi semen, tekstil dan pupuk, sedangkan industi baja, metalurgi dan sektor pembangkit masih meningkat. Konsumsi Batubara menurut sektor dan industri dapat dilihat pada gambar 4.27.

Sumber: HEESI, 2020

Gambar 4.27 Konsumsi Batubara Menurut Sektor dan Industri 2015 – 2020

Pertumbuhan rata-rata konsumsi batubara untuk pembangkit listrik periode 2015-2020 adalah sebesar 8,4%. Pada tahun 2020 konsumsi batubara untuk pembangkit listrik mencapai 104,8 juta ton yang dipengaruhi oleh naiknya kapasitas PLTU batubara domestik.

Pada tahun 2020 konsumsi batubara domestik di sektor industri besi, baja dan metalurgi, pembangkit listrik, serta briket mengalami kenaikan dibandingkan dengan konsumsi batubara tahun sebelumnya, namun untuk industri semen, tekstil dan pupuk, industri *pulp* dan kertas mengalami penurunan dibandingkan dengan konsumsi batubara pada tahun sebelumnya. Tren penurunan konsumsi batubara signifikan terjadi pada industri semen, tekstil dan pupuk yaitu dari 22,5 juta pada tahun 2019, turun menjadi hanya 6,5 juta ton pada tahun 2020. Berdasarkan

laporan tahunan PT. Semen Indonesia Group (SIG), penjualan dan produksi semen tahun 2020 menurun jika dibandingkan dengan tahun sebelumnya. Penurunan produksi pada tahun 2020 dipengaruhi oleh pandemi COVID-19. Pada tahun 2020, produksi semen domestik adalah sebesar 32,6 juta ton turun dari tahun 2019 sebesar 38,2 juta ton. Data penjualan semen juga turun dari sebelumnya sebesar 43,3 juta ton pada tahun 2019, turun menjadi 39,8 juta ton pada tahun 2020. Data penjualan Semen tahun 2018 – 2020 dapat dilihat pada tabel 4.5.

Tabel 4.5 Penjualan Semen Tahun 2018 – 2020 PT. SIG

Bidang industri	Satuan	2020	2019	2018
Semen				
Kapasitas Produksi Total a)	Ribu Ton	52.600	52.600	37.800
Produksi Domestik	Ribu Ton	32.599	38.280	28.566
Produksi Regional	Ribu Ton	1.335	1.430	1.994
Produksi Total b)	Ribu Ton	33.935	39.710	30.560
Penjualan Domestik c)	Ribu Ton	31.972	36.341	27.421
Penjualan Regional d)	Ribu Ton	7.720	6.271	5.750
Terak Domestik	Ribu Ton	157	668	213
Penjualan Total	Ribu Ton	39.849	43.280	33.384

Sumber: https://sig.id/id/investor-id/annual-report/

Keterangan: a) Termasuk *grinding plant*

b) Penurunan produksi di tahun 2020 diakibatkan oleh pandemi COVID-19

c) Di luar terak domestik

d) Semen dan Terak

4.4 Potensi dan Pemanfaatan Energi Baru Terbarukan

Peraturan Presiden Nomor 22 Tahun 2017 tentang Rencana Umum Energi Nasional merupakan acuan bagi pemanfaatan energi baru terbarukan dalam penyediaan dan ketahanan energi nasional. Dalam KEN disebutkan bahwa energi primer EBT dalam bauran energi primer pada tahun 2025 paling sedikit 23% dan pada tahun 2050 paling sedikit 31%. Pemanfaatan energi terbarukan dapat diimplementasikan melalui pemanfaatan EBT

untuk pembangkit listrik dan pemanfaatan EBT langsung ke sektor antara lain sektor transportasi, industri, rumah tangga dan lainnya. Saat ini pemanfaatan EBT berasal dari panas bumi, air, angin, surya dan bioenergi termasuk *biofuel*, biogas dan sampah.

4.4.1 Panas Bumi

Seperti diketahui, energi panas bumi merupakan energi terbarukan yang telah mulai dikembangkan selama hampir 100 tahun di Indonesia. Pengeboran sumur panas bumi pertama di Kamojang telah dilakukan oleh Kolonial Belanda sejak 1926 dan PLTP pertama telah beroperasi sejak tahun 1983. Namun, hingga saat ini penambahan energi panas bumi tidak terlalu signifikan karena harganya yang belum dapat bersaing dengan pembangkit berbahan bakar fosil yang relatif murah. Selain itu pengembangan lapangan panas bumi menghadapi tantangan terkait isu sosial dan tumpang tindih lahan dengan kawasan hutan. Hingga saat ini permasalahan kegiatan panas bumi dengan Kementerian LHK terkait *Tropical Rainforest* Heritage di Sumatera belum mencapai titik temu. Terkait hal tersebut, sumber daya panas bumi di Pulau Sumatera sebesar 10.465 MW dimana sekitar 25% dari total sumber daya panas bumi atau sebesar 2.621 MW berada di kawasan *Tropical Rainforest Heritage Sumatera* (TRHS) yang terdiri dari 1.411 MW WKP (WKP Sinabung Sibanyak 63 MW, WKP Liki Pinangawan Muaralaboh 310 MW, WKP Sungai Penuh 195 MW dan WKP Hululais 843 MW), 1.165 MW WPSP & WPSPE (WPSPE Graho Nyabu 425 MW, WPSPE Sekicau Selatan 403 MW dan WPSP Gunung Kembar 337 MW) dan 45 MW wilayah terbuka (potensi Gunung Kapur 10 MW, Gunung Kaca 25 MW dan Surian 10 MW). Prospek pengembangan panas bumi di Kawasan TRHS dapat memberikan kontribusi sebesar 1.305 MW atau sekitar 11,6% kebutuhan listrik Sumatera.

Untuk mengimplementasikan pencapaian target 23% EBT pada tahun 2025, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral bersama dengan *stakeholders* terkait saat ini sedang menyusun *roadmap* pengembangan panas bumi Indonesia tahun 2019 – 2030. Dalam *Grand* Strategi Energi 2020-2040, sebesar 7,8 GW PLTP akan dibangun hingga tahun 2030 .

Untuk mempercepat pengembangan panas bumi, telah diterbitkan beberapa regulasi yaitu Undang-Undang Nomor 21 Tahun 2014 tentang Panas Bumi, Peraturan Presiden Nomor 28 Tahun 2016 tentang Besaran

dan Tata Cara Pemberian Bonus Produksi Panas Bumi, dan Peraturan Presiden Nomor 7 Tahun 2017 tentang Panas Bumi untuk Pemanfaatan Tidak Langsung. Selain itu dalam UU Nomor 11 Tahun 2020 tentang Cipta Kerja, kegiatan terkait perizinan di Panas Bumi juga telah diperbaharui untuk memudahkan investasi yaitu dengan adanya penyederhanaan/ pemangkasan perizinan. Pasca diterbitkannya UU Nomor 11 Tahun 2020 tentang Cipta Kerja ini, Pemerintah juga telah menerbitkan Peraturan Pemerintah (PP) 5 Tahun 2021 tentang Penyelenggaraan Perizinan Berusaha Berbasis Risiko dan PP 25 Tahun 2021 terkait penyelenggaraan bidang ESDM. Kedua PP ini merupakan aturan pelaksana turunan dari UU Cipta Kerja. Untuk jenis usaha dan perizinan panas bumi sendiri dibedakan menjadi 2 jenis, yaitu pemanfaatan panas bumi langsung dan tidak langsung (seperti PLTP). Pasca terbitnya PP 5 Tahun 2021 ini, pemanfaatan panas bumi langsung tidak memerlukan izin. Perizinan dalam bentuk pemanfaatan langsung, semuanya nanti akan mengacu pada Norma Standar Prosedur dan Kriteria (NSPK).

Upaya pemerintah dalam menurunkan harga listrik dari PLTP antara lain dengan cara pengeboran eksplorasi yang dilakukan oleh Pemerintah pada wilayah terbuka. Upaya lain adalah melalui penerapan *Reimbursement* Biaya Eksplorasi untuk 12 Penugasan Survei Pendahuluan dan Eksplorasi/ PSPE (sebesar 831,5 MW) dan 19 Pemegang Izin Panas Bumi/IPB yang belum PPA (sebesar 1.250 MW). Namun, untuk tahapan ini perlu diatur terlebih dahulu melalui regulasi.

Terdapat juga program *Geothermal Fund* yang merupakan fasiltas pembiayaan untuk penyediaan data dan informasi panas bumi melalui kegiatan eksplorasi panas bumi utuk memitigasi risiko hulu melalui *Geothermal Energy Upstream Development Project* (GEUDP) dan *Geothermal Resource Risk Mitigation* (GREM). GEUDP dilakukan oleh Pemerintah melalui penugasan kepada PT. SMI dengan sumber dana APBN dan Hibah World Bank sedangkan GREM ditawarkan kepada BUMN dan Swasta dengan sumber dana terdaftar dalam *bluebook.* Saat ini, Kementerian ESDM tengah mengusulkan Perpres sebagai kebijakan untuk pembelian harga beli listrik yang berasal dari energi terbarukan yang diharapkan dapat menjadi stimulus dalam pengembangan energi terbarukan ke depan.

4.4.1.1 Potensi Panas Bumi

Sejalan dengan tujuan *Sustainable Development Goals* (SDGs) ke-7 dan dalam rangka mendukung pembangunan ekonomi yang ramah lingkungan, Pemerintah terus memaksimalkan penggunaan energi bersih melalui pengembangan panas bumi untuk memenuhi kebutuhan suplai energi nasional.

Tabel 4.6 Sumber Daya dan Cadangan Panas Bumi Indonesia

(MWe)

Tahun	Sumber daya		Cadangan		
	Spekulatif	Hipotesis	*Possible*	*Probable*	*Proven*
2015	7.055	4.943	14.435	823	2.288
2016	6.596	4.477	12.046	2.493	2.967
2017	6.617	4.456	11.975	2.493	2.967
2018	6.407	3.852	10.099	2.016	3.013
2019	5.952	3.387	9.696	1.876	3.055
2020	5.981	3.363	9.547	1.770	3.105

Sumber: Buku Saku KESDM, 2021

Berdasarkan data Direktorat Panas Bumi, potensi ini baru dimanfaatkan sebesar 8,9% atau 2.131 MW dengan demikian panas bumi masih banyak yang belum dimanfaatkan. Oleh karena itu, Pemerintah menargetkan peningkatan pemanfaatan panas bumi menjadi 7.241,5 MW atau 16,8% di 2025. Adapun sebaran potensi panas bumi di Indonesia dapat ditunjukkan seperti pada tabel 4.7.

Tabel 4.7 Sebaran Potensi Panas Bumi Indonesia

(MWe)

No.	Lokasi	Sumber Daya		Cadangan			Total
		Speculative	*Hypotethical*	*Possible*	*Probable*	*Proven*	
1	Sumatera	2.276	1.551	3.594	976	1.120	9.517
2	Jawa	1.259	1.191	3.403	377	1.820	8.050
3	Bali	70	21	104	110	30	335

Tabel 4.7 Sebaran Potensi Panas Bumi Indonesia (Lanjutan)

(MWe)

No.	Lokasi	Sumber Daya		Cadangan			Total
		Speculative	***Hypotethical***	***Possible***	***Probable***	***Proven***	
4	Nusa Tenggara	225	148	892	121	12.5	1.399
5	Kalimantan	151	18	6	0	0	175
6	Sulawesi	1.365	343	1.063	180	120	3.071
7	Maluku	560	91	485	6	2	1.144
8	Papua	75	0	0	0	0	75
	Total	**5.981**	**3.363**	**9.547**	**1.770**	**3.105**	**23.766**

Sumber: HEESI, 2020

4.4.1.2 Kapasitas dan Produksi Panas Bumi

Pemanfaatan panas bumi dibagi menjadi dua katagori, yaitu: pemanfaatan langsung dan pemanfaatan tidak langsung. Pemanfaatan langsung pada umumnya terkait dengan sektor pariwisata dan industri kecil, seperti pemanfaatan kolam air panas untuk pemandian, dan pemanfaatan uap panas bumi untuk pengeringan teh. Sedangkan pemanfaatan tidak langsung untuk memenuhi kebutuhan pembangkitan listrik.

Sampai dengan tahun 2020 kapasitas terpasang pembangkit listrik panas bumi yaitu sebesar 2.130,7 MW yang terdiri dari 16 Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) pada 6 Wilayah Kerja Panas Bumi (WKP).

Berdasarkan pemanfatannya, produksi uap panas bumi hampir seluruhnya dipakai untuk membangkitkan listrik, walaupun sebenarnya ada uap yang dimanfaatkan langsung untuk proses (*direct use*), namun belum banyak yang komersial, sehingga tidak masuk dalam pendataan. Pada tahun 2020 seluruh WKP mampu memproduksi listrik hingga 15.563 GWh dari 110,9 juta ton produksi uap panas bumi. Sebaran 16 Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) yang terpasang berdasarkan letak geografis dari wilayah barat sampai wilayah timur Indonesia sebagaimana ditunjukkan pada tabel 4.8.

Tabel 4.8 Sebaran 16 Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP)

(MWe)

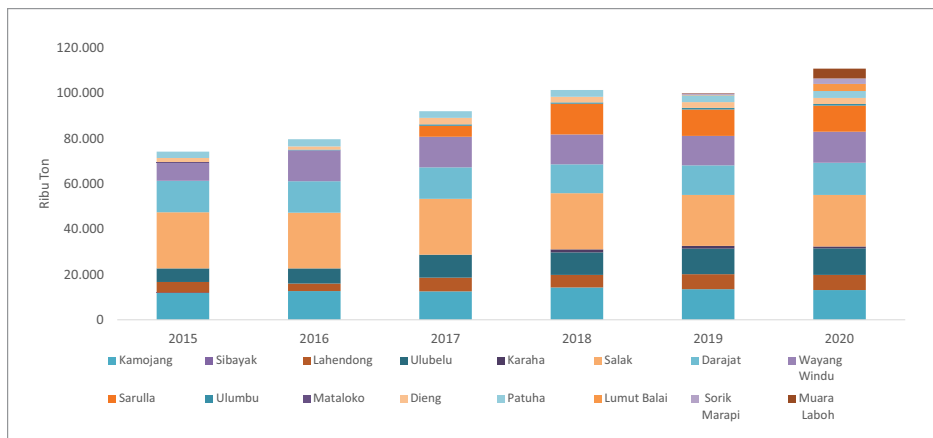
No.	Wilayah Kerja	Lokasi	Pemilik IPB	Kapasitas Turbin	Operator Steam Area	Operator PLTP	Total Kapasitas
1.	PLTP Kamojang	Jawa Barat	PT Pertamina Geothermal Energy (PGE)	1 x 30 MWe	PGE	PLN	235
				2 x 55 MWe		PLN	
				1 x 60 MWe		PGE	
				1 x 35 MWe		PGE	
2.	PLTP Lahendong	Sulawesi Utara	PT Pertamina Geothermal Energy (PGE)	4 x 20 MWe	PGE	PLN	120
				2 x 20 MWe		PGE	
3.	PLTP Sibayak	Sumatera Utara	PT Pertamina Geothermal Energy (PGE)	1 x 10 MWe	PGE	PT Dizamatra Powerindo	12
				2 MWe (Monoblock)			
4.	PLTP Salak	Jawa Barat	PT Pertamina Geothermal Energy (PGE)	3 x 60 MWe	CGS	PLN	376,8
				3 x 65,6 MWe		SEGS	
5.	PLTP Darajat	Jawa Barat	PT Pertamina Geothermal Energy (PGE)	1 x 55 MWe	CGI	PLN	270
				1 x 94 MWe		SEGD II	
				1 x 121 MWe		SEGD II	
6.	PLTP Wayang Windu	Jawa Barat	PT Pertamina Geothermal Energy (PGE)	1 x 110 MWe	SE	SEGWWL	227
				1 x 117 MWe			
7.	PLTP Dieng	Jawa Tengah	PT Geo Dipa Energy (GDE)	1 x 60 MWe	GDE	GDE	60

Tabel 4.8 Sebaran 16 Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) (Lanjutan)

(MWe)

No.	Wilayah Kerja	Lokasi	Pemilik IPB	Kapasitas Turbin	Operator Steam Area	Operator PLTP	Total Kapasitas
8.	PLTP Ulubelu	Lampung	PT Pertamina Geothermal Energy (PGE)	2 x 55 MWe 2 x 55 MWe	PGE	PLN	220
9.	PLTP Ulumbu	NTT	PT PLN (Persero)	4 x 2,5 MWe	PLN	PLN	10
10.	PLTP Mataloko	NTT	PT PLN (Persero)	1 x 2,5 MWe	PLN	PLN	2,5
11.	PLTP Patuha	Jawa Barat	PT Geo Dipa Energy (GDE	1 x 55 MWe	GDE	GDE	55
12.	PLTP Sarulla	Sumatera Utara	PT Pertamina Geothermal Energy (PGE) dan JOC Sarulla Operation Ltd (SOL)	3 x 110 MWe	SOL	SOL	330
13.	PLTP Karaha	Jawa Barat	PT Pertamina Geothermal Energy (PGE)	1 x 30 MWe	PGE	-	30
14	PLTP Lumut Balai	Sumatera Selatan	PT Pertamina Geothermal Energy (PGE)	1 x 55 MWe	PGE	PGE	55
15	PLTP Sorik Marapi	Sumatera Utara	PT Sorik Marapi Geothermal Power	1 x 42,4 MWe	SMGP	SMGP	42,4
16	PLTP Muaralaboh	Sumatera Barat	PT Supreme Energi Muara Laboh (SEML)	1 x 85 MWe	SEML	SEML	85
TOTAL							**2.130,7**

Sumber: HEESI, 2020

Dengan kapasitas total sebesar 2.130,7 MW, produksi listrik yang dihasilkan dari PLTP dalam lima tahun terakhir naik mencapai 110.917 Ribu Ton Uap Panas Bumi pada tahun 2020. Kenaikan produksi uap panas bumi Lumut Balai, Sorik Merapi dan Muara Laboh pada Tahun 2020 dikarenakan ketiga pembangkit tersebut COD di Triwulan IV Tahun 2020 sehingga pada tahun 2020 sudah berproduksi mulai Bulan Januari 2020 dan menghasilkan Produksi Uap yang Signifikan daripada Tahun 2019 (gambar 4.28).

Sumber: HEESI, 2020

Gambar 4.28 Produksi Uap Panas Bumi

4.4.2 Tenaga Air

PLTA salah satu pembangkit listrik yang diandalkan sejak zaman penjajahan Belanda. Untuk memenuhi kebutuhan listrik pada tahun 1938 dibangun PLTA pertama di Indonesia yaitu PLTA Jelok yang hingga sekarang dan menghasilkan listrik sebesar 93 GWh per tahun[1].

4.4.2.1 Potensi Tenaga Air

Sumber daya air, merupakan salah satu energi primer pembangkit energi listrik, potensi yang ada sangat besar yaitu 75.000 MW dan 19.370 MW adalah potensi Mikro Hidro. Namun sampai saat ini potensi air yang baru dimanfaatkan sebesar 6.140,6 MW yang mencakup PLTA sebesar 5.638,7 MW dan PLTMH sebesar 126,4 MW dan PLTM sebesar 375,5 MW atau

1 https://www.kompasiana.com/bamset2014/plta-tertua-di-indonesia-ini-ternyata-masih-perkasa_5736e73b0223bd3d1186031f

sekitar 6,5% dari potensi tenaga air. Jadi masih banyak peluang untuk memaksimalkan potensi tenaga air tersebut.

Dalam RUEN target pembangunan PLTA pada tahun 2030 akan sebesar 21,9 GW. Sedangkan dalam GSEN yang memuat *roadmap* pembangkit EBT telah ditargetkan pembangunan PLTA sebesar 7,7 GW hingga tahun 2030. Potensi tenaga air hampir tedapat di semua propinsi. Potensi air yang besar terdapat di Papua dan Kalimantan yang berada di wilayah yang *demand*-nya kecil. Sebaran potensi air seperti yang dijabarkan pada tabel di bawah ini.

Tabel 4.9 Peta Sebaran Potensi Tenaga Air per Wilayah

(GW)

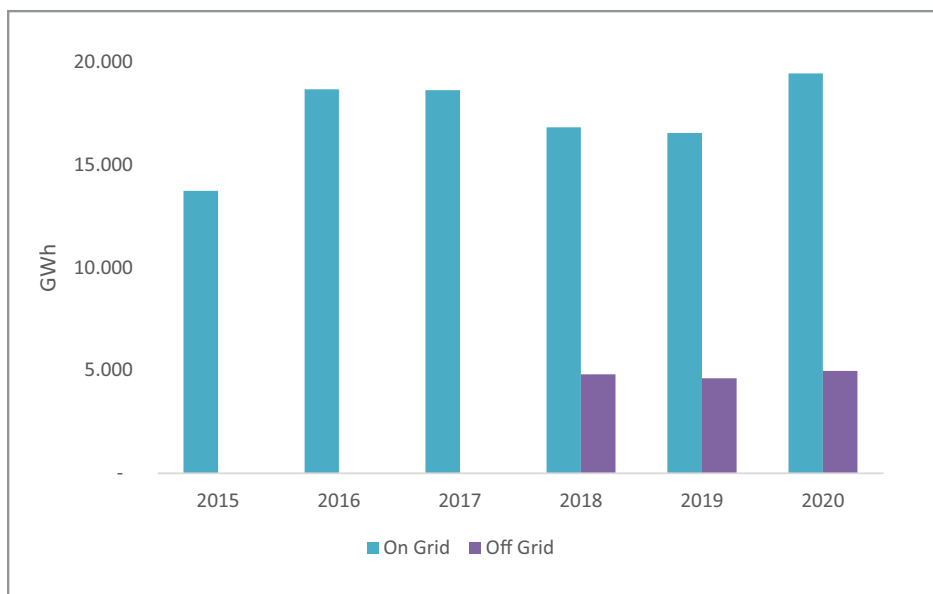
No.	Pulau	Air	Mikro Hidro
1	Sumatera	15,6	5,73
2	Jawa	4,2	2,91
3	Kalimantan	21,6	8,1
4	Sulawesi	10,2	1,67
5	Bali dan Nusa Tenggara	0,62	0,14
6	Maluku	0,43	0,21
7	Papua	22,35	0,62
Total		**75,00**	**19,37**

Sumber: DJEBTKE, 2021

4.4.2.2 Pemanfaatan Tenaga Air untuk Pembangkit Listrik

Berdasarkan skalanya, pemanfaatan potensi tenaga air menjadi listrik dapat dikelompokkan menjadi tiga kelompok, yaitu: PLTA, PLTM dan PLTMH. Perbedaan antara Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) dengan Pembangkit Listrik Tenaga Mini (PLTM) dan Mikrohidro (PLTMH) adalah pada skala tenaga listrik yang dihasilkan, yaitu Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) dengan kapasitas >10 MW, minihidro (kapasitas 1-10 MW) dan mikrohidro (kapasitas <1 MW).

Untuk mendorong pengembangan pembangkit listrik EBT khususnya PLTA dapat dilakukan melalui pendanaan APBN. Pembangunan PLTA/PLTMH melalui APBN KESDM dapat dilakukan berdasarkan usulan dari Pemerintah Daerah sesuai dengan potensi yang dimiliki.

Pada tahun 2020 terdapat tambahan kapasitas pembangkit listrik EBT dari energi air yaitu PLTA Poso dengan kapasitas sebesar 66 MW dan PLTM Sion sebesar 12,1 MW. Produksi listrik dari PLTA maupun PLTMH dihasilkan dari pembangkit PLN dan IPP. Produksi listrik PLTA pada tahun 2020 sebesar 24.289 GWh sedangkan PLTMH sebesar 139 GWh. Perkembangan produksi listrik dari PLTA sejak tahun 2015 sampai tahun 2020 cenderung meningkat, fluktuasi produksi listrik PLTA sejak 2016-2019 dipengaruhi oleh cuaca. Sedangkan data PLTA *off grid* baru tersedia sejak 2018 sehingga menambah produksi listrik dibandingkan data sebelumnya (gambar 4.29).

Sumber: HEESI, 2020

Gambar 4.29 Produksi Listrik Pembangkit Listrik Tenaga Air 2015-2020

4.4.3 Tenaga Surya

Potensi Tenaga Surya

Sebagai negara tropis dengan kondisi sinar matahari yang terus bersinar sepanjang tahun di berbagai wilayah, menjadikan Indonesia memiliki potensi besar bagi pengembangan PLTS. Potensi energi surya di Indonesia rata-rata tercatat sebesar 4,8 Kwh/m2 atau setara 112.999 GWp. Potensi PLTS Indonesia yaitu sebesar 207,8 GW yang tersebar per wilayah seperti di tunjukkan pada tabel di bawah ini.

Tabel 4.10 Sebaran Potensi Tenaga Surya per Wilayah

(MW)

No.	Wilayah/Provinsi	Potensi	No.	Wilayah/ Provinsi	Potensi
1	Kalimantan Barat	20.113	19	Kalimantan Utara	4.643
2	Sumatera Selatan	17.233	20	Sulawesi Tenggara	3.917
3	Kalimantan Timur	13.479	21	Bengkulu	3.475
4	Sumatera Utara	11.851	22	Maluku Utara	3.036
5	Jawa Timur	10.335	23	Bangka Belitung	2.810
6	Nusa Tenggara Barat	9.931	24	Banten	2.461
7	Jawa Barat	9.099	25	Lampung	2.238
8	Jambi	8.847	26	Sulawesi Utara	2.113
9	Jawa Tengah	8.753	27	Papua	2.035
10	Kalimantan Tengah	8.459	28	Maluku	2.020
11	Aceh	7.881	29	Sulawesi Barat	1.677
12	Kepulauan Riau	7.763	30	Bali	1.254
13	Sulawesi Selatan	7.588	31	Gorontalo	1.218
14	Nusa Tenggara Timur	7.272	32	DI. Yogyakarta	996
15	Papua Barat	6.307	33	Riau	753
16	Sulawesi Tengah	6.187	34	DKI Jakarta	225
17	Kalimantan Selatan	6.031			
18	Sumatera Barat	5.898		**Total**	**207.898**

Sumber: RUEN

Potensi tenaga surya Indonesia secara umum berada pada tingkat cukup, sehingga dapat dijadikan sebagai pedoman dalam menyusun perencanaan pembangunan sumber energi PLTS pada masa depan. Berdasarkan peta potensi, intensitas matahari terbesar ditemui di wilayah pesisir utara Banten, pesisir selatan Jawa Barat, wilayah utara Jawa Tengah, Nusa Tenggara dan Papua. Namun secara teknis dan teoritis, wilayah yang mempunyai potensi terbesar ditemukan di wilayah Kalimantan Barat, Sumatera Selatan, Kalimantan Timur dan Sumatera Utara namun secara umum potensi di setiap Provinsi relatif tinggi.

Dalam target RUEN PLTS ditargetkan akan mencapai 14,2 GW tahun 2030 dan dalam GSEN kapasitas terpasang PLTS akan mencapai 11,2 GW pada tahun 2030.

4.4.3.1 Pemanfaatan Tenaga Surya

Meskipun memiliki potensi besar, namun yang baru dimanfaatkan hingga saat ini baru sebesar 175,5 MW atau sekitar 0,08% dari total potensi energi surya. Sebagian besar pemanfaatannya untuk melistriki daerah pedesaan dengan skala kecil yakni menggunakan *Solar Home System* (SHS), dengan kapasitas berkisar antara 150-300 Wp. Sedangkan untuk untuk PLTS skala besar, jumlahnya masih sangat sedikit. PLTS dengan kapasitas di atas 1 MW hanya terdapat di Oelpuah, Kupang NTT 5 MW, di Gorontalo 2 MW, dan di Karangasem serta Bangli (Bali) masing-masing kapasitasnya 1 MW. Untuk tahun 2018 terdapat 1 PLTS baru yaitu PLTS Jakabaring dengan kapasitas terpasang 2 MW yang dimiliki oleh IPP. Dan pada tahun 2020 terdapat tambahan kapasitas PLTS atap sebesar 13,4 MW. Dan pada tanggal 17 Desember 2020 telah dilakukan *Project Kick Off Ceremony* PLTS Terapung Cirata dengan kapasitas sebesar 145 MW yang akan menjadi PLTS terapung terbesar di ASEAN. Perkembangan produksi listrik dari PLTS disajikan pada tabel 4.11.

Tabel 4.11 Produksi Listrik PLTS *On Grid* dan *Off Grid*

(GWh)

Tahun	*On Grid*	*Off Grid*	Total
2015	5,3	n.a	5,3
2016	21,1	n.a	21,1
2017	29,1	n.a	29,1
2018	19,3	70,5	89,8
2019	54,3	63,6	117,9
2020	126,0	49,5	175,5

Sumber: HEESI, 2020

Rendahnya pemanfaatan tenaga surya dipengaruhi oleh beberapa faktor, terutama terkait dengan sifat PLTS yang *intermittent*. PLTS mempunyai sifat khusus dibandingkan pembangkit lainnya yaitu pertama, sifat *intermittent* yang ditandai oleh frekuensi dan tegangan selalu berubah serta besar frekuensi sistem tergantung kondisi radiasi matahari. Dengan demikian, besarnya daya *output* PLTS tergantung radiasi matahari dan frekuensi sistem tergantung dari daya output PLTS. Sifat PLTS yang kedua adalah *non-dispatchable* artinya besarnya daya mampu tidak dapat diatur dan direncanakan sehingga kapasitas terpasang tidak dapat menjadi patokan.

PLTS skala besar biasanya akan diintegrasikan ke sistem *grid*, namun penetrasi PLTS masih tergantung oleh *spinning reserve* dari sistem sehingga secara umum maksimal kapasitas PLTS sebesar 10%-20% kapasitas sistem (kapasitas daya pada kondisi minimum). Selain itu, semua pembangkit perlu dilengkapi dengan *load sharing control* untuk mencegah batasan penetrasi tidak turun kurang dari 10%. Penetrasi juga dipengaruhi oleh *short-circuit level* tempat pembangkit akan tersambung, dimana tingkat penetrasi akan lebih tinggi jika pemasangan PLTS menyebar ke seluruh sistem. Kemudian jika terkonsentrasi, kemampuan saluran transmisi dan distribusi akan membatasi tingkat penetrasi.

Kendala penetrasi PLTS skala besar ke sistem *grid* antara lain adalah *weak grid*, khususnya di luar Jawa, karena itu perlu ditunjang oleh pembangkit kecil (hampir semua berupa genset) dan sistem *dispatching* yang dioperasikan secara manual, sehingga rentan terhadap perubahan frekuensi dan tegangan yang mendadak. Namun demikian penetrasi PLTS ke *system grid* dapat ditunjang dengan pembangunan PLTA atau baterai.

Selain masalah intermiten, pembangunan PLTS juga terkait masalah biaya investasi yang tinggi sehingga harga jual listrik ke PLN tidak ekonomis. Untuk mendorong pemanfaatan tenaga surya, Rencana Umum Energi Nasional (RUEN) telah mentargetkan pengembangan kapasitas PLTS hingga 6,5 GW pada tahun 2025. Berdasarkan RUEN, untuk mencapai target tersebut, strategi yang perlu dilakukan antara lain:

1) Memberlakukan kewajiban pemanfaatan sel surya minimum sebesar 30% dari luas atap dari seluruh bangunan pemerintah pusat dan pemerintah daerah;
2) Memberlakukan kewajiban pemanfaatan sel surya minimum sebesar 25% dari luas atap bangunan rumah mewah, kompleks perumahan, apartemen melalui izin mendirikan bangunan;
3) Memberlakukan kewajiban pemanfaatan sel surya minimum sebesar 25% dari luas atap bangunan kompleks industri dan bangunan komersial, penerangan jalan umum serta bangunan fasilitas umum lainnya melalui Izin Mendirikan Bangunan (IMB).

Pada tahun 2019 pemerintah telah menerbitkan Peraturan Menteri ESDM Nomor 49 Tahun 2018 tentang Penggunaan Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya Atap oleh Konsumen PT. Perusahaan Listrik Negara (Persero). Aturan ini dimaksudkan untuk membuka peluang bagi seluruh konsumen PT. PLN (Persero) baik dari sektor rumah tangga, bisnis, Pemerintah,

sosial maupun industri untuk berperan serta dalam pemanfaatan dan pengelolaan energi terbarukan untuk mencapai ketahanan dan kemandirian energi, khususnya energi surya. Dengan adanya regulasi ini, konsumen yang memiliki PLTS Atap dapat menjual kelebihan listrik yang diproduksinya ke PLN minimal 65% dari kapasitas terpasang. Sesuai dengan Permen ESDM Nomor 49/2018 jo. Permen ESDM Nomor 13/2019 jo. Permen ESDM Nomor 16/2019 tujuan dan manfaat dari PLTS atap ini yaitu:

1) Masyarakat:
    - Penghematan/mengurangi tagihan listrik bulanan
    - Membuka peran serta masyarakat dalam pemanfaatan dan pengelolaan energi terbarukan
2) Pemerintah dan PLN:
    - Meningkatkan peranan EBT dalam bauran energi nasional
    - Percepatan peningkatan pemanfaatan energi surya
    - Mendorong berlangsungnya industri energi surya dalam negeri
    - Meningkatkan investasi EBT
    - Meningkatkan kemandirian dan ketahanan energi
    - Mengurangi emisi GRK
    - Meningkatkan lapangan kerja

Beberapa program pembangunan PLTS Atap yang telah dilakukan antara lain :

1) Program Pemasangan PLTS Atap di gedung pemerintah dan gedung BUMN
2) Program Pemasangan PLTS Atap di gedung komersil
3) Program Pemasangan PLTS Atap dalam pembangunan rumah baru (program PUPR dan REI)

Sistem PLTS Atap meliputi modul surya, inverter, sambungan listrik pelanggan, sistem pengaman, dan meter kWh Ekspor-Impor. Penggunanya adalah konsumen PLN termasuk Sektor Industri dengan kapasitas 100% daya tersambung konsumen (Watt).

Lokasi Pemasangan PLTS Atap ini diletakkan pada atap, dinding atau bagian lain dari bangunan milik konsumen PLN. Transaksi kredit energi listrik pelanggan pada akhir bulan dihitung sebagai berikut:

Tagihan Listrik (kWh) = Jumlah kWh Impor – 65% Nilai kWh Ekspor

Selain PLTS Atap, telah dilakukan pula percepatan pelaksanaan kegiatan penyediaan Lampu Tenaga Surya Hemat Energi bagi masyarakat yang belum mendapatkan akses listrik dengan diterbitkan Permen ESDM Nomor 5 Tahun 2018 tentang Perubahan atas Permen 33 Tahun 2017 tentang Tata Cara Penyediaan Lampu Tenaga Surya Hemat Energi bagi Masyarakat yang Belum Mendapatkan Akses Listrik. Kebijakan ini terkait dengan pembagian LTSHE (Lampu Tenaga Surya Hemat Energi) pada daerah prioritas di kawasan perbatasan, daerah tertinggal, daerah terisolir, dan pulau-pulau terluar yang jauh dari jangkauan listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dan/atau pemegang izin usaha penyediaan tenaga listrik lainnya.

Pemanfaatan energi surya selain PLTS Atap dan Lampu Tenaga Surya Hemat Energi (LTSHE) yaitu Penerangan Jalan Umum Tenaga Surya (PJU-TS). Sesuai dengan Permen ESDM Nomor 12 Tahun 2018 PJU-TS adalah lampu penerangan jalan yang menggunakan cahaya matahari sebagai sumber energi listriknya. Selama tahun 2016-2020 telah dibangun 65.501 unit PJU-TS dimana pada tahun 2020 ini telah dipasang sebanyak 18.888 unit. Pemasangan PJU-TS tersebar hampir di seluruh wilayah Indonesia, yang difokuskan pada lokasi-lokasi jalan yang belum mendapat akses jaringan listrik PLN.

Pada tahun 2020 pekerjaan pemasangan PLTS terbagi atas dua, yaitu pemasangan PLTS Rooftop dan Pemasangan PLTS pada fasilitas *cold storage*. Pemanfaatan PLTS tidak hanya digunakan sebagai sumber listrik utama di pembangkit listrik independen, namum juga dapat diterapkan di gedung atau instansi baik itu sebagai sumber utama maupun sebagai cadangan dari sumber listrik yang ada. Salah satu pemanfaatan listrik dari PLTS adalah penyimpanan (*cold storage*). Pada tahun ini pemasangan PLTS *Rooftop* dibagi ke dalam dua paket pekerjaan, yaitu: 1) PLTS *Rooftop* di Wilayah Indonesia sejumlah 96 unit dan 2) PLTS *Rooftop* dan PLTS pada fasilitas *cold storage* yang dimanfaatkan untuk fasilitas umum maupun gudang pendingin yang merupakan fasilitas penyimpanan hasil tangkapan nelayan sejumlah 100 unit (88 unit PLTS *Rooftop* dan 12 unit PLTS *Rooftop* pada Fasilitas *cold storage*).

4.4.4 Tenaga Bayu

4.4.4.1 Potensi Tenaga Bayu

Indonesia memiliki potensi energi baru dan terbarukan yang cukup besar, salah satunya energi bayu atau angin. Sebagai negara kepulauan yang memiliki garis pantai yang panjang, Indonesia juga menjadi negara yang memiliki potensi energi angin yang besar.

Dalam target RUEN PLTB ditargetkan akan mencapai 7 GW tahun 2030 dan dalam GSEN kapasitas terpasang PLTB akan mencapai 2,2 GW pada tahun 2030.

Berdasarkan data pada Geoportal ESDM, sejumlah wilayah di Indonesia memiliki potensi bayu dengan kecepatan 4 m/s – 6 m/s. Potensi bayu per provinsi sebagaimana terlihat pada tabel di bawah ini.

Tabel 4.12 Produksi Listrik PLTS *On Grid* dan *Off Grid*

(MW)

No.	Wilayah/Provinsi	Potensi	No.	Wilayah/Provinsi	Potensi
1	Nusa Tenggara Timur	10.188	16	Bali	1.019
2	Jawa Timur	7.907	17	Kalimantan Selatan	1.006
3	Jawa Barat	7.036	18	Kepulauan Riau	992
4	Jawa Tengah	5.213	19	Sulawesi Tengah	908
5	Sulawesi Selatan	4.193	20	Aceh	894
6	Maluku	3.188	21	Kalimantan Tengah	681
7	Nusa Tenggara Barat	2.605	22	Kalimantan Barat	554
8	Bangka Belitung	1.787	23	Sulawesi Barat	514
9	Banten	1.753	24	Maluku Utara	504
10	Bengkulu	1.513	25	Papua Barat	437
11	Sulawesi Tenggara	1.414	26	Sumatera Barat	428
12	Papua	1.411	27	Sumatera Utara	356
13	Sulawesi Utara	1.214	28	Sumatera Selatan	301
14	Lampung	1.137	29	Kalimantan Timur	212
15	DI. Yogyakarta	1.079	30	Gorontalo	137

Tabel 4.12 Produksi Listrik PLTS *On Grid* dan *Off Grid* (Lanjutan)

(MW)

No.	Wilayah/Provinsi	Potensi
31	Kalimantan Utara	73
32	Jambi	37
33	Riau	22
34	DKI Jakarta	4
Total		**60.647**

Sumber: RUEN

4.4.4.2 Pemanfaatan Tenaga Bayu

Sampai dengan saat ini pemanfaatan 2 PLTB baru terbesar sebesar 135 MW atau sekitar 0,02% dari total potensi energi bayu. Terdapat 2 PLTB yang baru dibangun yaitu PLTB Sidrab di Sulawesi Selatan dengan kapasitas terpasang 75 MW yang memiliki 30 *Wind Turbin Generator* (WTG). PLTB terbesar kedua yaitu PLTB Tolo dengan kapasitas terpasang 60 MW resmi beroperasi pada September 2019. Pada PLTB Tolo dipasang 20 turbin angin dengan masing-masing kapasitas 3,6 Megawatt (MW). Pembangkit berbasis angin ini terkoneksi dengan jaringan transmisi sebesar 150 kV. Sebanyak 4 dari 10 *tower* transmisi 150 kV telah selesai dibangun, yang akan terinterkoneksi melalui Gardu Induk Jeneponto. PLTB Tolo beroperasi karena adanya dukungan kecepatan angin sebesar 6 m/s yang merupakan potensi angin cukup besar untuk dikembangkan secara komersial di Jeneponto, Sulawesi Selatan.

Sedangkan perkembangan produksi pembangkit listrik dari PLT Bayu *on grid* dan *off grid* tahun 2015 – 2020 dapat terlihat pada tabel 4.13 dibawah ini.

Tabel 4.13 Produksi Listrik PLTB *On Grid* dan *Off Grid*

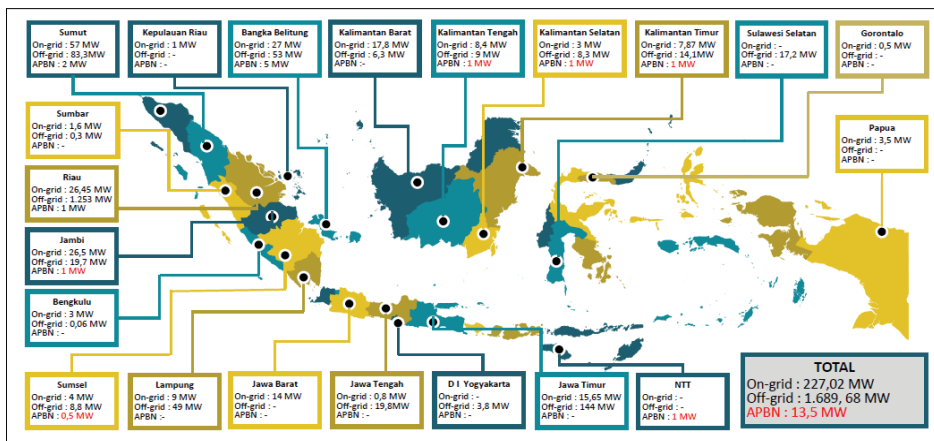
(GWh)

Tahun	*On Grid*	*Off Grid*	Total
2015	3,7	n.a	3,7
2016	5,7	n.a	5,7
2017	0,0	n.a	0,0
2018	188,0	2,1	190,1
2019	481,5	2,1	483,6
2020	472,7	2,1	474,8

Sumber: HEESI, 2020

4.4.5 Bioenergi

Kapasitas terpasang pembangkit listrik bioenergi adalah sebesar 1.903,9 MW yang terdiri dari PLTBm 1.767 MW, PLTBg 120,4 MW dan PLTSa 16,5 MW. Kapasitas pembangkit listrik tersebut masuk ke *on grid* sebesar 185,6 MW (IPP dan *excess power*) dan *off grid* sebesar 1.718,3 MW.

Dalam target RUEN PLT Bioenergi ditargetkan akan mencapai 9,6 GW tahun 2030 dan dalam GSEN kapasitas terpasang PLT Bioenergi (PLT Biomasa, PLT Biogas dan PLT Sampah) akan mencapai 1,09 GW pada tahun 2030. Distribusi PLT Bioenergi di Indonesia dapat terlihat pada gambar 4.30.

Sumber: DJEBTKE, 2021

Gambar 4.30 Distribusi PLT Bioenergi

4.4.5.1 Biomasa

1) Potensi Biomasa

   Biomasa adalah material yang berasal dari organisma hidup yang meliputi tumbuh-tumbuhan, hewan dan produk sampingnya. Biomasa yang dimanfaatkan di Indonesia antara lain adalah limbah industri kelapa sawit, tapioka, pulp dan kertas, tebu, padi dan kayu. Potensi biomasa untuk listrik sebesar 32.654 MWe yang tersebar di seluruh wilayah Indonesia. Potensi biomasa Indonesia sangat melimpah, seperti ditunjukkan pada tabel di bawah ini.

Tabel 4.14 Sebaran Potensi Biomasa untuk Listrik

No	Potensi	Sumatera	Kalimantan	Jamali	Nusa Tenggara	Sulawesi	Maluku	Papua	Total (MWe)
1	Kelapa Sawit	8.812	3.384	60	-	323	-	75	12.654
2	Tebu	399	-	854	-	42	-	-	1.295
3	Karet	1.918	862	-	-	-	-	-	2.781
4	Kelapa	53	10	37	7	38	19	14	177
5	Sekam Padi	2.255	642	5.353	405	1.111	22	20	9.808
6	Jagung	408	30	954	85	251	4	1	1.733
7	Singkong	110	7	120	18	12	2	1	271
8	Kayu	1.212	44	14	19	21	4	21	1.335
9	Limbah Ternak	96	16	296	53	65	5	4	535
10	Sampah kota	326	66	1.527	48	74	11	14	2.066
Total (Mwe)		**15.588**	**5.062**	**9.215**	**636**	**1.937**	**67**	**151**	**32.654**

Sumber: DJEBTKE, 2021

2) Pemanfaatan Biomasa

Saat ini Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) terus berupaya meningkatkan pemanfaatan energi baru terbarukan. Salah satu caranya dengan metode *co-firing*, yaitu mencampurkan biomassa dengan batu bara dalam Pembangkit Listrik Tenaga Uap atau PLTU. Dalam metode *co-firing* ini bahan baku yang dapat dijadikan *biomassa* yakni sampah dan kayu. Sampah tersebut diubah menjadi pellet sebelum dibakar untuk menghasilkan *biomassa*. Ada tiga tipe PLTU yang menggunakan metode *co-firing* yaitu PLTU 43 tipe *Pulverized Coal* (PC) yang membutuhkan campuran 5% *biomassa* setara 10.207,20 ton per hari. PLTU 38 tipe *Circulating Fluidized Bed* (CFB) membutuhkan 5% *biomassa* setara 2.175,60 ton per hari. Sedangkan PLTU 23 tipe STOKER menggunakan 100% *biomassa* atau setara 5.088 ton per hari. Saat ini, Indonesia Power melakukan uji coba metode tersebut di PLTU Jeranjang, Nusa Tenggara Barat. Pembangkitan Jawa Bali (PJB) menguji

co-firing di lima lokasi, yakni PLTU Paiton, PLTU Indramayu, PLTU Ketapang, PLTU Tenayan, dan PLTU Rembang.

Selain itu, pemanfaatan biomasa juga dilakukan melalui program BOSS (*Biomass Operation System of Saguling*) yang diinisiasi oleh PT. Indonesia Power ini, melalui pemanfaatan sampah sungai dan eceng gondok menjadi briket *bio-coal* yang menjadi bahan bakar pembangkit listrik. Tak hanya dapat digunakan untuk pembangkitan listrik penggunaan sendiri, tapi juga hasil olahan ini pun dapat didistribusikan di berbagai wilayah Jawa Barat, khususnya Bandung dan sekitarnya serta ditawarkan kepada industri tekstil. Implementasi PLTBm yang pertama telah dilakukan di Kalimantan Barat dengan kapasitas 15 MW.

Pada tahun 2020 terdapat tambahan kapasitas PLTBm Merauke sebesar 3,5 MW. Berdasarkan data dari HEESI perkembangan pembangkit listrk bioenergi terlihat pada tabel 4.15.

Tabel 4.15 Produksi Listrik PLT Biomasa *On Grid* dan *Off Grid*

(GWh)

Tahun	*On Grid*	*Off Grid*	Total
2015	461,1	n.a	461,1
2016	584,1	n.a	584,1
2017	0,0	n.a	0,0
2018	0,0	11.325,1	11.325,1
2019	218,8	11.328,5	11.547,3
2020	195,0	11.359,6	11.554,6

Sumber: HEESI, 2020

4.4.5.2 Biofuel

Untuk meningkatkan pemanfaatan EBT telah dilakukan upaya pencampuran biodiesel dari kelapa sawit dengan minyak solar sehingga dihasilkan biosolar, Selain itu dilakukan juga upaya untuk mencampurkan ethanol dari pengolahan tebu dengan bensin sehingga dihasilkan bioethanol. Namun demikian, pengembangan bioetanol hingga saat ini

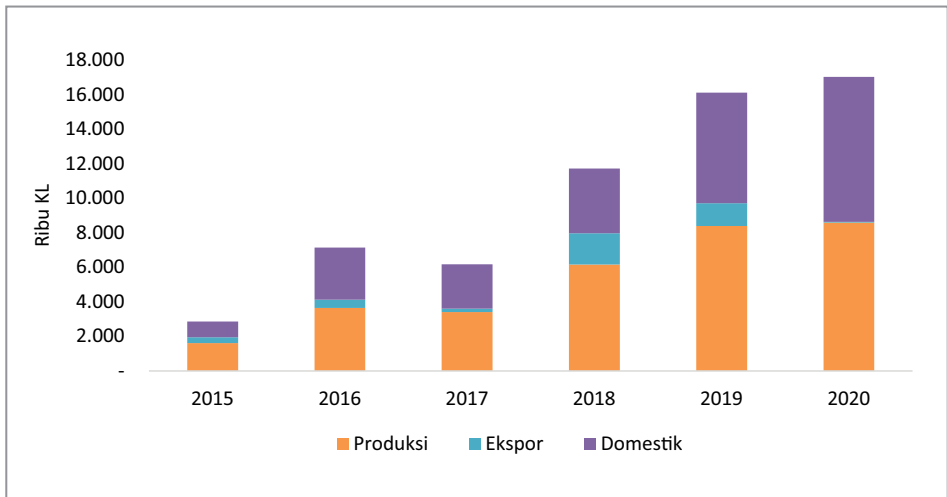
masih terhambat terkait dengan masalah harga, sehingga pemanfaatan biofuel hanya dikembangkan untuk biosolar yang dapat berjalan dengan memanfaatkan iuran ekspor parusahaan kelapa sawit untuk menjembatani perbedaan harga minyak solar dan FAME (*Fatty Acid Methyl Ester*).

Program mandatori biodiesel mulai diimplementasikan pada tahun 2008 dengan kadar campuran biodiesel sebesar 2,5%. Secara bertahap kadar biodiesel meningkat hingga 7,5% pada tahun 2010. Pada periode 2011 hingga 2020 persentase biodiesel ditingkatkan dari 10% menjadi 15%. Selanjutnya pada tanggal 1 Januari 2016, kadar biodiesel ditingkatkan hingga 20% (B20). Namun demikian program Mandatori B20 hanya berlaku untuk sektor PSO (*Public service Obligation*). Untuk memperluas pemanfaatan biosolar, mulai 1 September 2018 pemanfaatn biosolar diperluas ke sektor non-PSO.

Dengan pemanfaatan B-20 maka terjadi penurunan impor *volume* solar sehingga terdapat penurunan nilai impor hingga Rp. 43,8 triliun.

Pada tahun 2019, mulai dilakukan uji penggunaan B30 untuk kendaraan umum. Hasilnya, persentase perubahan daya konsumsi bahan bakar, pelumas, dan emisi gas buang relatif sama antara B20 dan B30 terhadap jarak tempuh kendaraan. Kemudian, kapasitas gas buang kendaraan pada penggunaan bahan bakar B30 masih berada di bawah ambang batas ukur dan tidak menunjukkan kenaikan yang signifikan. Pengujian kemudian dilanjutkan dengan kereta api, alutista, alat berat dan lain-lain.

Industri biodiesel tersebar di Provinsi Banten, Jawa Barat, Jawa Timur, Bali, Riau, Sumatera Utara, Sumatera Selatan, Sumatera Barat, Kalimantan Timur, Kalimantan Tengah, Kalimantan Selatan dan Sulawesi Utara.

Produksi biodiesel pada tahun 2020 mencapai 8.594 ribu KL yang dimanfaatkan untuk penggunaan dalam negeri sebesar 97,7% (8.400 ribu KL) dan sisanya sekitar 2,3% (36 ribu KL) diekspor ke Spanyol 18,3 ribu KL, Tiongkok 9,5 ribu KL, Italia 2,3 ribu KL dan Belanda 5,7 ribu KL. Penyediaan biodiesel tahun 2015 – 2020 ditunjukkan pada gambar 4.31.

Sumber: HEESI, 2020

Gambar 4.31 Penyediaan Biodiesel Tahun 2015 – 2020

4.4.5.3 Biogas

1) Potensi Biogas

Biogas merupakan gas yang dihasilkan oleh aktivitas anaerobik atau fermentasi dari bahan-bahan organik termasuk di antaranya kotoran manusia dan hewan, limbah domestik (rumah tangga), sampah *biodegradable* atau setiap limbah organik yang *biodegradable* dalam kondisi anaerobik. Kandungan utama dalam biogas adalah metana dan karbon dioksida.

Definisi biogas sesuai dengan RUEN yaitu biogas antara lain terdiri dari kotoran ternak dan sampah kota. Potensi biogas sesuai dengan yang tertuang pada Rencana Umum Energi Nasional adalah sebesar 2.602,6 MW yang tersebar di 33 Provinsi di Indonesia dengan potensi terbesar yaitu di Provinsi Jawa Barat sebesar 574,3 MW.

2) Pemanfaatan Biogas

Pemanfaatan biogas memegang peranan penting dalam manajemen limbah karena metana merupakan gas rumah kaca yang lebih berbahaya dalam pemanasan global bila dibandingkan dengan karbon dioksida. Karbon dalam biogas merupakan karbon yang diambil dari atmosfer oleh fotosintesis tanaman, sehingga bila dilepaskan lagi

ke atmosfer tidak akan menambah jumlah karbon di atmosfer bila dibandingkan dengan pembakaran bahan bakar fosil. Pemanfaatan biogas dapat digunakan untuk pembangkit listrik, pengolahan limbah (untuk menghindari pelepasan metan ke atmosfer), *bio-fertilizer* (menggantikan pupuk buatan), *biomethane* (menggantikan gas alam, LPG, diesel), Bio CO_2 (untuk industri minumam, besi dan mesin, *dry ice, power-to-X*, dan lain-lain.

- **Pembangkit Listrik**

  Mengingat banyaknya pabrik kelapa sawit di Indonesia, maka perlu didorong pengembangan pembangkit listrik biogas dari *Palm Oil Mill Effluent* (POME) oleh setiap pabrik kelapa sawit dengan kewajiban pembelian produksi listrik oleh badan usaha penyedia tenaga listrik. Selain POME, tapioka juga merupakan industri yang potensial untuk biogas. Implementasi penggunaan biogas untuk pembangkit listrik dapat dilakukan dengan 4 skema yaitu *captive power, excess power, independent power producer* (IPP) dan *rural electrification*. Sesuai data Direktorat Jenderal Energi Baru Terbarukan, KESDM, sampai dengan saat ini, PLTBg di Indonesia menggunakan 3 skema yaitu *captive power* ~ 46 MW (39%), *excess power* ~ 59 MW (50%) dan IPP ~ 13 MW(11%) yang bersumber dari pabrik kelapa sawit (POME) dan pabrik pati (limbah cair).

  Produksi pembangkit listrik tenaga biogas pada tahun 2019 sebesar 711 GWh dan pada tahun 2020 mengalami kenaikan menjadi 911 GWh. PLTBg IPP terdapat dibeberapa wilayah di Indonesia seperti di Bangka, Belitung, Sumatera Utara, Riau dan Kalimantan Selatan. PLTBg *on grid* pertama yaitu di PT. Austindo Nusantara Jaya di Belitung dengan kapasitas 1,2 MW. Di Kalimantan Selatan terdapat PLTBg 2,4 MW yang dikelola oleh PT. Nagata Bio Energi. Selain itu di PT. Bangka Asindo Agri di Bangka menggunakan metode *open lagoon* dan *cover lagoon biogas* dengan kapasitas terpasang *biogas plant* sebesar 2.500 m^3/h dengan produksi saat ini sebesar 800 m^3/h. Aplikasi biogas di PT. BAA ini selain untuk listrik juga untuk burner TOR dan akan dilakukan *upgrading biogas* (Bio CNG).

- **Non Listrik (Rumah Tangga)**

  Pemanfaatan biogas untuk rumah tangga biasanya dilakukan dengan memanfaatkan kotoran sapi. Selain dari kotoran sapi, saat ini bahan baku biogas rumah tangga dapat diperoleh dari limbah

rumah tangga atau dikenal dengan pembangunan biogas komunal. Pengembangan instalasi biogas komunal merupakan bagian dari pemanfaatan energi terbarukan sebagai upaya mewujudkan sasaran bauran energi nasional. Pengelolaan biogas dari limbah dapat menciptakan pola sinergitas pengelolaan limbah yaitu pemanfaatan energi yang terjangkau dan energi yang ramah lingkungan, dimulai dari skala kecil. Manfaat dari program biogas komunal ini antara lain menghemat biaya pengeluaran memasak, mengurangi ketergantungan pada energi fosil dan impor LPG, serta mengurangi emisi gas rumah kaca.

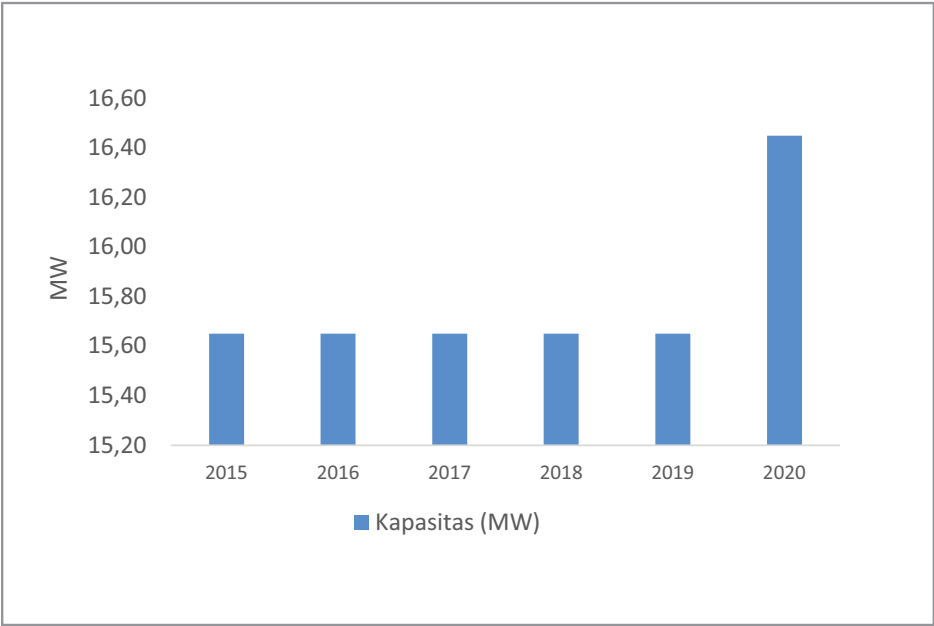
Salah satu contoh implementasi biogas komunal yaitu dengan diresmikannya instalasi biogas skala komunal di Pondok Pesantren Terpadu Al-Yasini di Desa Areng-areng, Kecamatan Wonorejo, Kabupaten Pasuruan Jawa Timur.

4.4.5.4 Sampah

1) Potensi
   Sesuai dengan amanat yang terdapat pada RUEN, untuk mencapai sasaran pengembangan PLT Bioenergi maka diperlukan percepatan pembangunan pembangkit listrik berbasis sampah (PLTSa) di 7 kota (Jakarta, Tangerang, Bandung, Semarang, Surakarta, Surabaya, Makassar) melalui pemanfaatan sampah yang menjadi urusan Pemerintah. Dasar hukum pengembanga PLTSa yaitu sesuai dengan UU No. 18 tahun 2008 tentang pengelolaan sampah, PP No. 81/12 tentang Pengelolaan Sampah RT dan Sampah Sejenis Sampah RT, Perpres No. 3/ 2016 jo. Perpres No. 58/2017 tentang Percepatan Pelaksanaan PSN (berlaku untuk 8 proyek energi asal sampah) dan Permen ESDM No. 50 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik.

2) Pemanfaatan untuk Pembangkit Listrik
   PLTSa kota yang sudah diimplementasikan yaitu PLTSa Bantar Gebang – Bekasi, PLTSa Benowo – Surabaya, PLTSa Semarang, dan PLTSa Pulau Tinggi. Selain itu terdapat 12 lokasi percepatan pembangunan PLTSa di Indonesia yaitu di DKI Jakarta, Kota Tangerang, Kota Bandung, Kota Semarang, Kota Surakarta, Kota Makasar, Kota Denpasar, Kota Manado, Kota Palembang, Kota Bekasi dan Kota Tangerang Selatan yang saat ini masih dalam proses pembangunan. Rencananya Surabaya (10

MW) akan menjadi kota pertama yang mengoperasikan pembangkit listik berbasis biomassa tersebut dari volume sampah sebesar 1.500 ton/hari, Bekasi dengan daya 9 MW, selanjutnya ada tiga pembangkit sampah yang berlokasi di Surakarta (10 MW), Palembang (20 MW), dan Denpasar (20 MW). Sisanya, Jakarta sebesar 38 MW, Bandung dengan kapasitas 29 MW, Makassar, Manado, dan Tangerang Selatan dengan masing-masing kapasitas 20 MW. PLTSa ini akan menggunakan fitur teknologi pengolah sampah yang cocok digunakan di Indonesia. Teknologi termal ini dipilih berdasarkan kriteria *Best Available Technology Meet Actual Needs*. Kemudian, sebagian besar peralatan juga dibuat di dalam negeri dengan kapasitas sampah yang diolah sebesar 100 ton/hari. Sedangkan, listrik yang dihasilkan mencapai 700 kWh.

Pemanfaatan sampah untuk pembangkit listrik masih belum berjalan dengan baik, hal ini terlihat dari fluktuasi produksi listrik dari pembangkit tenaga sampah yang pada tahun 2020 mengalami penurunan yang signifikan menjadi 17 GWh dari tahun 2018 sebesar 622 GWh. Kapasitas PLTSa seperti terlihat pada gambar 4.32 di bawah ini.

Sumber: HEESI, 2020

Gambar 4.32 Kapasitas PLTSa

4.4.6 Tenaga Nuklir

Energi nuklir merupakan hasil dari proses kimia yang dikenal dengan reaksi fisi dan reaksi fusi pada sebuah inti atom. Salah satu bahan baku dasar dalam pembuatan nuklir adalah Uranium dan Thorium yang merupakan unsur radioaktif.

4.4.6.1 Potensi Uranium dan Thorium

Badan Tenaga Nuklir Nasional (BATAN) mencatat total sumber daya uranium yang dimiliki Indonesia sebanyak 81.091 ton dan thorium sebanyak 140.411 ton. Persebaran sumber daya uranium dan thorium berada di tiga wilayah utama, yaitu Sumatera, Kalimantan dan Sulawesi.

Tabel 4.16 Potensi Uranium dan Thorium Indonesia

Wilayah	Potensi (Ton)	
	Uranium	Thorium
Sumatera	31.567	126.821
Kalimantan	45.731	7.028
Sulawesi	3.793	6.562
Total	81.091	140.411

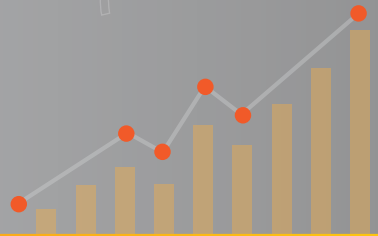
Sumber : https://duniatambang.co.id/Berita/read/348/Intip-Potensi-Uranium-Thorium-Bahan-Baku-Nuklir-di-Indonesia

BATAN hingga saat ini terus melakukan eksplorasi untuk menemukan cadangan unsur radioaktif di Indonesia. Terdapat dua metode yang dilakukan BATAN untuk mendapatkan Uranium dan Thorium yaitu metode konvensional dan metode non-konvensional. Metode konvensional dengan cara melakukan penambangan, sebagai contoh penambangan bawah tanah di Kalan, Kalimantan Barat, untuk mendapatkan bijih uranium tipe tourmalin dan monasit. Sedangkan metode non-konvensional dengan cara mengelola mineral ikutan dari suatu penambangan, sebagai contoh mengelola mineral monasiit di Kalan, Bangka Belitung, mineral zirkon di Bangka Belitung, mineral xenotim di Bangka Belitung, dan slag PT Timah Tbk di Bangka.

4.4.6.2 Pemanfaatan Energi Nuklir

BATAN saat ini sudah memiliki teknologi pengolahan bijih thorium, termasuk teknologi pemisahan thorium dari mineral monasit. Data penelitian tahun 2015 mencatat jika terdapat cadangan thorium hingga sebesar 130.974 ton di tanah air, ditambah 74.397 ton cadangan uranium. Selain di Kepulauan Babel, potensi thorium Indonesia juga terdapat di Pulau Singkep, Kalimantan Barat dan Mamuju.

Meski dapat menghasilkan bahan bakar nuklir alternatif, thorium tidak bisa langsung menghasilkan reaksi nuklir. Thorium hanya dapat menghasilkan reaksi nuklir jika dipicu oleh bahan bakar nuklir lain, seperti uranium-235, plutonium-239 dan uranium-233. Ketiga bahan nuklir tersebut merupakan bahan fisi (dapat membelah) yang apabila bereaksi dengan neutron akan mengalami reaksi fisi dan menghasilkan unsur sebagai produk fisi, neutron dan panas. Panas yang dihasilkan digunakan untuk membangkitkan listrik, sedangkan neutron dipakai untuk bereaksi dengan thorium menjadi bahan fisi U-233.

Pemerintah Babel sudah mulai melakukan perencanaan pembangunan Pembangkit Listrik tenaga Thorium (PLTT). Mereka bahkan telah menjalin kerjasama dengan ThorCon International Pte. Ltd dan bersiap menandatangani nota kesepahaman. ThorCon berencana mengembangkan dan membangun PLTT bertenaga 500 MW tanpa bantuan APBN, kemudian menjual listrik kepada PLN dengan kisaran harga yang kompetitif dengan listrik hasil PLTU. Dengan pasokan thorium langsung dari PT. Timah, biaya produksi listrik tersebut dinilai akan jauh lebih terjangkau daripada memproduksi listrik dengan PLTU yang menggunakan batubara.

BAB 5

Kesimpulan

05

Kesimpulan

1. Konsumsi energi final dalam 5 tahun terakhir meningkat sebesar rata-rata 2,2% per tahun, namun pada tahun 2020 turun menjadi 118,3 Juta TOE terutama dipengaruhi oleh menurunnya aktivitas *industry* dan transportasi akibat pembatasan sosial/aktivitas untuk mencegah penyebaran COVID-19 selama pandemi.

2. Pada sektor rumah tangga terjadi *trend* yang berbeda, dimana konsumsinya justru meningkat sekitar 9% dibandingkan tahun 2019 akibat lebih banyak dilakukan aktivitas di rumah.

3. Pasokan energi primer tahun 2020 dalam 5 tahun terakhir rata-rata tumbuh 3,5%, namun apabila dibandingkan dengan tahun 2019 pasokan energi primer turun sebesar 7,8%.

4. Bauran energi primer EBT dalam 5 tahun terakhir terus meningkat sehingga mencapai 11,3% pada tahun 2020 sehingga masih jauh dari target RUEN sebesar 23% pada tahun 2025.